

# CONSULTA PÚBLICA 96

## PROPOSTA DE ARTICULADO

### Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNG

SETOR GÁS





---

**FICHA TÉCNICA**

**Título:**

Reformulação do Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNG

**Edição:**

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

## ÍNDICE

<b>PARTE I - DISPOSIÇÕES GERAIS .....</b>	<b>1</b>
1 Objetivo .....	3
2 Âmbito .....	3
3 Siglas e definições.....	4
<b>PARTE II – PROCEDIMENTOS .....</b>	<b>13</b>
<b>PROCEDIMENTO N.º 1 ESTATUTO DE AGENTE DE MERCADO.....</b>	<b>15</b>
1 Agente de mercado .....	15
2 Obtenção do estatuto de agente de mercado .....	15
3 Suspensão do contrato de adesão.....	17
4 Cessação do contrato de Adesão .....	18
<b>PROCEDIMENTO N.º 2 CRITÉRIOS GERAIS DE OPERAÇÃO.....</b>	<b>21</b>
1 Objetivo e âmbito.....	21
2 Funcionamento das infraestruturas da RNTIAT.....	21
2.1 Utilização da Rede Nacional de Transporte de gás.....	22
2.2 Utilização do Terminal de GNL .....	22
2.3 Utilização do Armazenamento Subterrâneo de gás .....	23
2.4 Utilização da RNTIAT para constituição e manutenção de reservas de segurança.....	23
3 Regimes de operação .....	24
4 Parâmetros de operação .....	24
4.1 Limites admissíveis para as variáveis de segurança.....	25
4.2 Limites de existências de gás nas infraestruturas da RNTIAT.....	25
4.3 Níveis de referência de existências de gás na RNTG.....	26
4.4 Gás de Operação .....	27
5 Atuação do GTG.....	29
5.1 Ações de compensação pelo GTG.....	29
5.2 Ordem de mérito aplicável nas ações de compensação.....	30
5.3 Operação integrada das infraestruturas em condições de segurança.....	32
5.4 Controlo de capacidades nas interfaces da RNTG com o Terminal de GNL e o Armazenamento Subterrâneo .....	32
5.5 Rastreamento do gás em circulação no sistema.....	33
<b>PROCEDIMENTO N.º 3 PROGRAMAÇÃO DA OPERAÇÃO .....</b>	<b>35</b>
1 Objetivo e âmbito.....	35
2 Coordenação de indisponibilidades.....	35

2.1	Plano Anual de Manutenção da RNTIAT .....	37
2.2	Plano de Indisponibilidades da RNTIAT .....	37
3	Previsões de utilização de capacidade pelos agentes de mercado.....	38
3.1	Previsão de utilização de capacidades em pontos de fornecimento a anéis da RNDG .....	39
3.2	Previsão de utilização de capacidades em pontos agregadores de fornecimento a consumidores abastecidos em alta pressão .....	39
3.3	Previsão de utilização de capacidade de receção e expedição de GNL .....	39
3.4	Previsão de utilização de capacidade de enchimento de cisternas .....	40
3.5	Processo de previsão de utilização pelos agentes de mercado .....	40
3.5.1	Horizonte Anual .....	40
3.5.2	Horizonte Mensal .....	41
3.5.3	Horizonte Semanal .....	42
3.6	Prazos .....	43
4	Programa de operação .....	43
4.1	Introdução .....	43
4.2	Elaboração do Programa de Operação da RNTIAT .....	44
4.3	Emissão do Programa de Operação da RNTIAT .....	45
4.4	Seguimento do Programa de Operação da RNTIAT .....	45
4.5	Publicação do Programa de Operação.....	46
4.6	Instruções de Operação.....	46
<b>PROCEDIMENTO N.º 4 OPERAÇÃO DA RNTIAT NO DIA GÁS .....</b>		<b>49</b>
1	Objetivo e âmbito.....	49
2	Regime de operação normal do sistema .....	49
2.1	Definição.....	49
3	Regime de operação em situação de contingência .....	50
3.1	Definição.....	50
3.2	Tipificação de incidentes passíveis de restringir a capacidade efetiva das infraestruturas da RNTIAT .....	50
3.3	Metodologia de elaboração de planos de atuação em situação de contingência.....	51
3.3.1	Avaliação dos impactos reais e riscos potenciais.....	51
3.3.2	Definição das ações a implementar.....	52
3.3.3	Aplicação das ações preventivas e corretivas.....	52
3.4	Planos de reposição do fornecimento de gás.....	52
<b>PROCEDIMENTO N.º 5 SERVIÇO DE FLEXIBILIDADE DO <i>LINEPACK</i>.....</b>		<b>55</b>
1	Objetivo e âmbito.....	55
2	Condições de oferta do serviço de flexibilidade de <i>linepack</i> .....	55
2.1	Critérios para a oferta do serviço por parte do GTG.....	55
2.2	Adesão ao serviço .....	56

3	Processo de subscrição e de utilização do serviço de flexibilidade de <i>linepack</i> .....	57
3.1	Subscrição do serviço .....	57
3.2	Utilização do Serviço de Flexibilidade do <i>Linepack</i> .....	58
<b>PROCEDIMENTO N.º 6 PRESTAÇÃO DE INFORMAÇÃO NO DIA D-1 .....</b>		<b>59</b>
1	Objetivo e âmbito .....	59
2	Disponibilização da composição das carteiras de compensação dos agentes de mercado.....	60
3	Disponibilização de perfis de consumo relativos a consumidores com Medição Não Diária (MND) .....	60
4	Apuramento da previsão do consumo das carteiras de compensação dos agentes de mercado, relativamente a consumos com MND .....	60
5	Disponibilização de dados de caracterização de consumos .....	62
6	Atribuição de quantidades .....	62
<b>PROCEDIMENTO N.º 7 NOMEAÇÕES, RENOMEAÇÕES, PRÉ-NOTIFICAÇÕES, NOTIFICAÇÕES DE TRANSAÇÃO .....</b>		<b>63</b>
1	Objetivo e âmbito .....	63
2	Regras gerais aplicáveis a nomeações e renomeações .....	63
2.1	Nomeações.....	64
2.2	Renomeações .....	65
2.3	Confirmação de quantidades nomeadas e renomeadas .....	65
2.4	Rejeição de nomeações e renomeações .....	66
3	Disposições específicas aplicáveis ao VIP Ibérico .....	67
4	Regras gerais aplicáveis a pré-notificações e notificações de transação.....	67
4.1	Notificações de transação no âmbito de contratos bilaterais .....	68
4.2	Pré-notificações e notificações de transação em plataformas de negociação .....	68
<b>PROCEDIMENTO N.º 8 ATUALIZAÇÃO DE FORNECIMENTOS E CONSUMOS COM MEDIÇÃO INTRADIÁRIA NO DIA GÁS.....</b>		<b>71</b>
1	Objetivo e âmbito .....	71
2	Atualização de informação de fornecimentos e consumos de medição intradiária .....	71
2.1	Primeira Atualização.....	72
2.2	Segunda Atualização.....	73
2.3	Terceira Atualização .....	74
3	Atribuição de quantidades .....	75
<b>PROCEDIMENTO N.º 9 REPARTIÇÕES.....</b>		<b>77</b>
1	Objetivo e âmbito .....	77
2	Processos e critérios de execução das repartições.....	77
3	Repartições na RNTG .....	77

3.1	Pontos de Interligação .....	78
3.2	Ligação entre a RNTG e o Terminal de GNL .....	79
3.3	Ligações entre a RNTG e a RNDG .....	80
3.3.1	Envio de informação relativa à repartição diária .....	81
3.3.2	Envio de informação relativa à repartição final .....	86
3.4	Ligações entre a RNTG e as instalações de produção ou de consumo em alta pressão ....	87
3.5	Ponto de interface com o Armazenamento Subterrâneo.....	88
4	Repartições no terminal de GNL.....	90
4.1	Entrada de GNL mediante a trasfega de navios metaneiros.....	90
4.2	Saída de GNL mediante o enchimento de cisternas .....	90
4.3	Saída de GNL mediante o enchimento de navios metaneiros .....	91
4.4	Saída de gás através da queima de gás na tocha criogénica do Terminal de GNL.....	91
5	Repartições no Armazenamento Subterrâneo de gás.....	92
	<b>PROCEDIMENTO N.º 10 BALANÇOS.....</b>	<b>93</b>
1	Objetivo e âmbito.....	93
2	Processos e critérios de execução de balanços .....	93
3	Balanço físico das infraestruturas da RNTIAT .....	94
3.1	Critérios de execução dos balanços diários .....	94
3.2	Balanço diário na RNTG .....	94
3.3	Balanço diário no terminal de GNL.....	95
3.4	Balanço diário no Armazenamento Subterrâneo de gás .....	96
3.5	Balanço mensal.....	97
4	Balanço individual dos agentes de mercado na RNTIAT .....	97
4.1	Balanço individual diário no Terminal de GNL .....	97
4.2	Balanço individual diário no Armazenamento Subterrâneo de gás .....	99
4.3	Existências individuais diárias na RNTIAT.....	100
4.4	Balanço mensal.....	100
5	Balanço do gás de operação na RNTIAT.....	100
5.1	Balanço diário na RNTG .....	100
5.2	Balanço diário no Terminal de GNL .....	102
5.3	Balanço diário no Armazenamento Subterrâneo de gás .....	103
5.4	Balanço diário do Gás de Operação na RNTIAT .....	103
5.5	Balanço mensal.....	104
6	Ajustamento às existências dos agentes de mercado .....	105
6.1	Ajustamento às existências por efeito das diferenças de medição .....	105
6.2	Ajustamento às existências por insuficiência de contratação de capacidade.....	106
6.3	Ajustamento às existências por violação do nível mínimo no terminal de GNL .....	107

<b>PROCEDIMENTO N.º 11 APURAMENTO DE AJUSTAMENTOS NO DIA D+1.....</b>	<b>109</b>
1 Objetivo e âmbito.....	109
2 Apuramento do ajustamento diário dos consumos com Medição Não Diária .....	111
3 Prestação de informação de ajustamentos aos agentes de mercado .....	112
<b>PROCEDIMENTO N.º 12 REVOGADO.....</b>	<b>113</b>
<b>PROCEDIMENTO N.º 13 APURAMENTO DE DESEQUILÍBRIOS DIÁRIOS.....</b>	<b>121</b>
1 Objetivo e âmbito.....	121
2 Processos e critérios para o apuramento de desequilíbrios.....	121
3 Desequilíbrio diário base.....	122
4 Desequilíbrio diário com subscrição de flexibilidade de <i>linepack</i> .....	124
5 Desequilíbrio diário final.....	125
<b>PROCEDIMENTO N.º 14 PREÇOS DE DESEQUILÍBRIO DIÁRIOS, ENCARGOS DE COMPENSAÇÃO DIÁRIOS E PROCESSO DE CONCILIAÇÃO.....</b>	<b>127</b>
1 Objetivo e âmbito.....	127
2 Procedimento para o apuramento dos preços de desequilíbrio diários.....	127
3 Preços de desequilíbrio diários.....	128
4 Preço médio ponderado do gás.....	128
5 Preço marginal de venda.....	129
6 Preço marginal de compra .....	130
7 Apuramento dos encargos de compensação diários.....	130
8 Apuramento dos pagamentos e recebimentos relativos ao processo de conciliação .....	131
9 Processo de liquidação .....	137
<b>PROCEDIMENTO N.º 15 ENCARGOS DE NEUTRALIDADE.....</b>	<b>139</b>
1 Objetivo e âmbito.....	139
2 Princípios aplicáveis ao apuramento dos encargos de neutralidade .....	139
3 Custos elegíveis para efeitos de aplicação do apuramento dos encargos de neutralidade.....	140
4 Metodologia de imputação dos custos e receitas associados à atividade de compensação da RNTG .....	140
<b>PROCEDIMENTO N.º 16 MERCADO SECUNDÁRIO.....</b>	<b>143</b>
1 Objetivo e âmbito.....	143
2 Disposições gerais .....	143
3 Deveres de informação .....	144
3.1 Informação a disponibilizar ao GTG .....	144
3.2 Regras de comunicação de informação .....	144

<b>PROCEDIMENTO N.º 17 CONTRATOS BILATERAIS.....</b>	<b>145</b>
1	Objetivo e âmbito.....145
2	Disposições gerais .....145
2.1	Processo de notificação de transação .....146
2.2	Confidencialidade.....149
3	Liquidação .....149
<b>PROCEDIMENTO N.º 18 PAGAMENTO, RECEBIMENTOS, GARANTIAS E INCUMPRIMENTOS DE PAGAMENTOS.....</b>	<b>151</b>
1	Objetivo e âmbito.....151
2	Procedimentos gerais.....151
2.1	Liquidação e faturação.....151
2.2	Obrigações dos agentes de mercado devedores.....152
2.3	Direitos dos agentes de mercado credores.....153
2.4	Contas designadas para recebimentos e pagamentos .....153
2.5	Regime para os pagamentos em mora .....153
3	Procedimentos relativos às garantias.....154
4	Procedimentos relativos às garantias.....156
4.1	Critérios de atuação em caso de incumprimentos de pagamento .....156
4.2	Venda e valorização das existências de gás em caso de cessação do contrato de adesão .....158
4.3	Atrasos nos pagamentos e juros de mora.....158
4.4	Incumprimento prolongado nos pagamentos por realizar .....159
<b>PROCEDIMENTO N.º 19 GESTÃO DA INFORMAÇÃO.....</b>	<b>161</b>
1	Objetivo e âmbito.....161
2	Registo e divulgação de informação.....162
2.1	Informação operacional.....162
2.2	Articulação entre informação operacional e atribuição de DUC .....163
3	Meios de registo e divulgação de informação.....164
4	Equipamentos de suporte à atividade de GTG .....165
5	Sistemas de informação e comunicação .....166
6	Contactos operacionais .....166
6.1	Processos de operação do sistema .....166
6.2	Processos de operação de mercado.....167
7	Confidencialidade.....167
<b>PROCEDIMENTO N.º 20 GRUPO DE ACOMPANHAMENTO DO FUNCIONAMENTO DO SNG .....</b>	<b>169</b>
1	Objeto e âmbito .....169

2	Funcionamento do Grupo de Acompanhamento.....	169
<b>PROCEDIMENTO N.º 21 DISPONIBILIZAÇÃO DE INFORMAÇÃO À ERSE .....</b>		<b>171</b>
1	Âmbito.....	171
2	Formatos e meios de disponibilização da informação.....	171
3	Informação a enviar anualmente .....	171
4	Informação a enviar trimestralmente.....	172
5	Informação a enviar mensalmente.....	173
6	Outra informação a enviar.....	176
<b>PROCEDIMENTO N.º 22 AUTORIZAÇÃO PARA TRANSAÇÕES EM PLATAFORMA DE NEGOCIAÇÃO OU CÂMARAS DE COMPENSAÇÃO QUE REALIZEM NOTIFICAÇÕES AO GTG.....</b>		<b>177</b>
1	Âmbito.....	177
2	Comunicação entre GTG e o operador da plataforma de negociação e câmaras de compensação .....	177
3	Retenção das receitas de transações de venda.....	177
4	Apuramento da posição do agente de mercado .....	177
5	Valorização da posição do agente de mercado .....	178
6	Autorização para transações e liberação de receitas de transações de venda.....	180
7	Periodicidade do apuramento da posição do agente de mercado.....	181
<b>PROCEDIMENTO N.º 23 CATIVAÇÃO VOLUNTÁRIA DE EXISTÊNCIAS .....</b>		<b>183</b>
1	Objetivo e âmbito.....	183
2	Regras Gerais Aplicáveis à Cativação de Existências.....	183
2.1	Condições de Aceitação pelo GTG .....	184
2.2	Condições de rejeição pelo GTG.....	185
3	Processo de Cativação de Existências.....	185
3.1	Solicitação.....	185
3.2	Validação pelo GTG.....	186
3.3	Libertação das Existências Cativadas .....	187
3.4	Prazos .....	187
<b>PARTE III - DISPOSIÇÕES FINAIS .....</b>		<b>189</b>
1	Norma remissiva.....	191
2	Prazos.....	191
3	Fiscalização da aplicação do manual .....	191
4	Regime sancionatório.....	191
5	Informação a enviar à ERSE .....	192
6	Divulgação .....	192

7	Aplicação no tempo.....	192
8	Disposições transitórias.....	192
8.1	Consumos com medição não diária.....	192
8.2	Consumos com medição intradiária.....	193
8.3	Procedimentos relativos a garantias.....	193
8.4	Preço do desequilíbrio.....	193
8.5	Frequência de liquidação.....	194
8.6	Mecanismo de flexibilidade de <i>linepack</i> .....	194
9	Norma revogatória.....	194
10	Entrada em vigor.....	194
11	Produção de efeitos.....	195
	<b>PARTE IV - ANEXOS.....</b>	<b>197</b>
	<b>ANEXO I MINUTA DO PEDIDO DE INSCRIÇÃO COMO AGENTE DE MERCADO.....</b>	<b>199</b>
	<b>ANEXO II CONDIÇÕES GERAIS DO CONTRATO DE ADESÃO À GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SNG.....</b>	<b>201</b>
	<b>ANEXO III VALOR DO PEQUENO AJUSTE.....</b>	<b>209</b>

**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~~ (SNGNSNG) 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 SNGNSNG (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 SNGNSNG, 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 SNGNSNG, 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;
- ~~b) c) Apuramento de encargos e conciliações financeiras.~~

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

- a) Os clientes;
- ~~a) b) Os produtores;~~

- b)c) Os comercializadores;
- e)d) O comercializador do ~~SNG~~~~SNG~~;
- e)e) O comercializador de último recurso grossista;
- e)f) Os comercializadores de último recurso retalhistas;
- f)g) O operador do terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL;
- g)h) O operador do armazenamento subterrâneo de gás ~~natural~~;
- h)i) O operador da rede de transporte;
- i)j) Os operadores das redes de distribuição;
- j)k) 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 da~~ Energia;
- b) AM – Agente de Mercado;
- c) AP – Alta Pressão;
- d) AS – Armazenamento Subterrâneo de Gás ~~Natural~~;
- e) DM – Diferenças de Medição;
- f) DUC – Direito de Utilização de Capacidade;
- g) ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos;
- h) GL UAG – Gestor Logístico das UAG;
- i) GNL – Gás Natural Liquefeito;
- j) GRMS – Estação de Medida e Regulação;
- k) GTG – Gestor Técnico Global do ~~SNG~~~~SNG~~;
- l) MAC – Mecanismo de Atribuição de Capacidade (relativo a cada uma das infraestruturas), previsto no MPAI;

- m) MEDC – Metodologia dos Estudos para a Determinação da Capacidade das infraestruturas (relativo a cada uma das infraestruturas), previsto no MPAl;
- n) MGLA – Manual de Gestão Logística do Abastecimento de UAG;
- o) MPAl – Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas do setor do gás ~~natural~~;
- p) ORD – Operador de Rede de Distribuição;
- q) ORT – Operador da Rede de Transporte;
- r) RARII – Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações;
- s) ~~RNDGN~~RNDG – Rede Nacional de Distribuição de Gás ~~Natural~~;
- t) ~~RNTGN~~RNTG – Rede Nacional de Transporte de Gás ~~Natural~~;
- u) RNTIAT – Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL;
- v) ROI – Regulamento de Operação das Infraestruturas;
- w) ~~RPGNRPG~~ – Rede Pública de Gás ~~Natural~~;
- x) RRC – Regulamento de Relações Comerciais;
- y) ~~SNGNSNG~~ – Sistema Nacional de Gás ~~Natural~~;
- z) TGNL – Terminal de GNL;
- aa) UAG – Unidade Autónoma de GNL;
- bb) VTP – *Virtual Trading Point* ou ponto virtual de transação;
- cc) 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 ou por outra modalidade de contratação legalmente admissível; ~~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 ~~gás de atribuição de capacidade~~ – período compreendido entre as 05h:00 (04h00 UTC) de 1 de outubro e as 05h:00 (04h00 UTC) de 1 de outubro 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 recepção do gás na interface com a ~~RNTGNRNTG~~, 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 ~~RNTGNRNTG~~ 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 ~~RNTGNRNTG~~ 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) Cliente – pessoa singular ou coletiva que compra gás para consumo próprio, incluindo a fase pré contratual.
- ~~j)k) Comercializador – entidade titular de licença registada para a 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)l) 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)m) 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)n) Consumos e fornecimentos com medição intradiária – situações em que a recolha de leituras em equipamentos de medição, instalados em pontos relevantes da ~~RNTGNRNTG~~ e em pontos de entrega a consumidores finais, ocorre, no mínimo, duas vezes por dia gás;~~

- ~~n) o)~~ Consumos e fornecimentos com medição diária – situações em que a recolha de leituras em equipamentos de medição, instalados em pontos de entrega a consumidores finais ou de produtores, ocorre uma vez por dia gás;
- ~~o) p)~~ 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) q)~~ 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 física a clientes, a outras às instalações de gás natural fisicamente interligadas ou ainda a outras redes de distribuição à RNDGN, excluindo a comercialização;
- ~~r)~~ Desvio – Diferença entre um consumo com medição intradiária real e uma quantidade confirmada;
- ~~s) t)~~ Gás – a mistura homogénea de gás natural e outros gases, nas quotas estipuladas nos termos do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, do Regulamento da Rede Nacional de Transporte de Gás e do Regulamento da Rede Nacional de Distribuição de Gás, destinada à introdução no consumo;
- ~~t) u)~~ Gestão Técnica Global do SNGNSNG – conjunto de atividades e responsabilidades de coordenação do SNGNSNG; que asseguram a segurança e a continuidade do abastecimento de gás natural;
- ~~u) v)~~ Gestor Logístico das UAG – entidade responsável pela gestão integrada da logística das UAG, de forma a assegurar níveis superiores de segurança de abastecimento;
- ~~v) w)~~ Gestor Técnico Global do SNGNSNG – designação do operador da rede de transporte, no exercício da atividade de Gestão Técnica Global do SNGNSNG;
- ~~w) x)~~ Infraestruturas – infraestruturas da RPGNRPG, 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;
- ~~x) y)~~ Instalação de gás natural – instalação privada instalada a jusante da RPGNRPG para uso de um ou mais clientes;
- ~~y) z)~~ Interligação – conduta de transporte que atravessa ou transpõe uma fronteira entre Estados- Estados-Membros vizinhos com a finalidade de interligar as respetivas redes de transporte ou uma conduta de transporte entre um Estado-Membro e um país terceiro até ao território ou mar territorial desse Estado-Membro;

- ~~y)z)~~ Linepack – capacidade de acumulação da RNTGNRNTG, 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;
- ~~z)aa)~~ 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;
- ~~aa)bb)~~ Média Pressão – pressão cujo valor, relativamente à pressão atmosférica, é igual ou superior a 4 bar e igual ou inferior a 20 bar;
- ~~bb)cc)~~ Nomeação – processo de informação diária em que os agentes de mercado comunicam ao operador da rede de transporte, na sua atividade de ~~o GTG do SNG~~ operador da rede de transporte, na sua atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, e aos operadores das infraestruturas a capacidade que pretendem utilizar, nos pontos de entrada e de saída da referida da respetiva infraestrutura, no dia gás seguinte;
- ~~ee)dd)~~ 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~~;
- ~~dd)ee)~~ Operador da rede de distribuição – entidade concessionária ou titular de licença de distribuição de serviço público da RNDGNRNDG, 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~~;
- ~~ee)ff)~~ Operador da rede de transporte – entidade concessionária da RNTGNRNTG, 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~~;

- ~~ff)~~gg) 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;
- ~~gg)~~hh) Operadores dos mercados organizados – entidades que mediante autorização exercem a atividade de gestão de mercados organizados de contratação de gás ~~natural~~ ou ativo equivalente;
- ~~hh)~~ii) Ponto Virtual de Interligação – Ponto comercial que agrega dois ou mais pontos de interligação entre Portugal e Espanha;
- ~~ii)~~jj) 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;
- ~~jj)~~kk) 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;
- ~~kk)~~ll) 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 (UE) 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;
- mm) 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 ~~RNTGNRNTG~~, através de nomeação ou renomeação, correspondente a um produto normalizado de curto prazo conforme previsto no Regulamento (UE) 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;
- ~~nn)~~oo) Produtor - a pessoa singular ou coletiva registada para o exercício da atividade de produção de gases renováveis ou de produção de gases de baixo teor de carbono, nos termos e condições constantes das disposições legais e regulamentares aplicáveis, e que injeta gás na rede;

- ~~mm)oo)~~ 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*;
- ~~nn)pp)~~ 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;
- ~~oo)qq)~~ Rede Nacional de Distribuição de Gás ~~Natural~~ – conjunto das infraestruturas de serviço público que compõem as redes regionais de distribuição de gás em média e baixa pressão, a jusante das estações de redução de pressão e medida de 1.ª classe, ou, no caso dos polos de consumo, as infraestruturas necessárias ao recebimento, armazenamento e regaseificação de GNL nas UAG, a emissão de gás, a sua veiculação e entrega a clientes finais através das respetivas redes, incluindo ainda todas as demais infraestruturas necessárias à respetiva operação e de ligação a outras redes, a instalações de produção de outros gases ou a clientes finais~~conjunto das infraestruturas de serviço público destinadas à distribuição de gás natural;~~
- ~~pp)rr)~~ Rede Nacional de Transporte de Gás ~~Natural~~ – conjunto das infraestruturas de serviço público destinadas ao transporte de gás em alta pressão, bem como as infraestruturas para a respetiva operação, incluindo as estações de redução de pressão e medida de 1.ª classe e respetiva ligação ao consumidor ou às instalações de produção de outros gases~~conjunto das infraestruturas de serviço público destinadas ao transporte de gás natural;~~
- ~~qq)ss)~~ Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL – conjunto das infraestruturas de serviço público que integram a Rede Nacional de Transporte de Gás, as infraestruturas de armazenamento subterrâneo de gás e os terminais de GNL, bem como as respetivas infraestruturas de ligação à rede de transporte~~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;~~
- ~~tt)~~ Rede Pública de Gás ~~Natural~~ – conjunto das infraestruturas de serviço público que integram a Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL e a Rede Nacional de Distribuição de Gás~~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)uu)~~ Renomeação – Processo de alteração de nomeações já aceites ou confirmadas pelo GTG, com o objetivo de, uma vez aceite como viável pelo operador da rede de transporte, introduzir modificações ao Programa de Operação da RNTIAT.

~~ss)vv)~~ 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;

~~tt)ww)~~ 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;

~~uu)xx)~~ Sistema Nacional de Gás ~~Natural~~ – o conjunto de princípios, organizações, agentes e infraestruturas relacionados com as atividades abrangidas no presente Manual e no Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto~~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;~~

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

~~ww)zz)~~ 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~~~~cisternas e em navios metaneiros;~~

~~xx)aaa)~~ Transporte – veiculação de gás ~~natural~~ numa rede interligada de alta pressão, para efeitos de receção dos produtores e entrega física às ~~aos operadores das~~ redes de distribuição, a comercializadores, ou a grande clientes finais, ou para receção e entrega às outras infraestruturas interligadas, sem incluir a comercialização;

~~yy)bbb)~~ Trimestre – períodos de 3 meses para efeitos de atribuição de capacidade nas infraestruturas do ~~SNG~~~~SNG~~ 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;

~~zz)ccc)~~ Uso das infraestruturas – utilização das infraestruturas nos termos do presente Manual;

~~aaa)ddd)~~ Utilizador – pessoa singular ou coletiva que entrega gás ~~natural~~ na rede ou que é abastecida através dela, incluindo os consumidores e os produtores que atuam como agentes de

~~mercado, os comercializadores, o comercializador de último recurso grossista e, os comercializadores de último recurso retalhistas~~ ~~os clientes, os agentes de mercado, os comercializadores, o comercializador de último recurso grossista e os comercializadores de último recurso retalhistas;~~

~~bb)eee)~~ Zona de Compensação – sistema de entrada saída que engloba a ~~RNTGN~~ rede de transporte, ao qual é aplicado um regime de compensação específico, de acordo com a definição de Zona de Compensação do Regulamento (UE) 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 ~~SNG~~~~SNG~~, as entidades registadas junto de uma Entidade Reguladora Nacional da União Europeia e da ACER, nos termos do artigo 9.º do Regulamento (UE) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro, relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas da energia (REMIT) e que tenham obtido o Código de Registo Individualizado junto da ERSE, nos termos do RRC.

#### 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 ~~SNG~~~~SNG~~ produz efeitos com a celebração de um Contrato de Adesão à Gestão Técnica Global do SNG com o Gestor Técnico Global do ~~SNG~~~~SNG~~ (GTG), doravante designado de Contrato de Adesão, 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 ~~e~~ Contrato com o GTG de Adesão, 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~~ GTG do SNG~~SNG~~ -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 de Adesão. Estes documentos podem ser originais ou cópias autenticadas, devendo ser redigidos em língua portuguesa ou acompanhados de tradução oficial na língua portuguesa;

- c) Certidão do Registo Comercial ou informação do respetivo código de acesso à Certidão Permanente do Registo Comercial, se registado em Portugal;
- d) Identificação das pessoas responsáveis para efeito do relacionamento com o GTG e indicação dos respetivos contactos;
- e) Informação necessária para efeitos de Liquidação e Faturação;
- f) Qualquer outro documento exigível, de acordo com a legislação e regulamentação aplicável.

Os procedimentos e formulários referidos em d) e e) 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~~demais informações apresentadas. 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 as garantias exigíveis, nos termos da regulamentação relativa à gestão integrada de garantias 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 de Adesão, em duplicado, para que proceda à sua assinatura e devolução.

Caso o Requerente não devolva o Contrato [de Adesão](#) devidamente assinado no prazo de 20 (vinte) dias úteis, contados a partir da comunicação referida no número anterior, o 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 [DE ADESÃO](#)

A suspensão do Contrato [de Adesão](#) implica que o Agente de Mercado abrangido perca temporariamente a possibilidade de atuar no [SNGSNG](#), 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 (UE) 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 [de Adesão](#), 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 [nos termos da regulamentação relativa à gestão integrada de garantias pelo GTG](#);
- f) Incumprimento de outras disposições constantes do Contrato [de Adesão](#) ou do presente Manual de Procedimentos.

[Perante a ocorrência de uma situação de incumprimento de pagamentos ou de manutenção das garantias exigidas, proceder-se-á de acordo com a regulamentação relativa à gestão integrada de garantias.](#)

Perante a ocorrência de ~~outras uma~~ [situações](#) de incumprimento [não previstas no parágrafo anterior](#), 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 [de Adesão](#) 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 contratuais e regulamentarmente exigíveis.

#### 4 CESSAÇÃO DO CONTRATO [DE ADESÃO](#)

A cessação do Contrato [de Adesão](#) implica que o Agente de Mercado abrangido perca definitivamente a possibilidade de atuar no [SNG\SNG](#), 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 de Adesão](#) 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 (UE) 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 [de Adesão](#), dando conhecimento desse facto à ERSE, respetivos operadores das infraestruturas e operadores dos mercados organizados.

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

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

Em caso de cessação do contrato de adesão à GTG do SNG, as existências de gás do agente de mercado nas infraestruturas do SGN respondem pelo cumprimento das obrigações deste, relativas aos encargos incorridos no âmbito do contrato de adesão ou dos contratos de o uso das infraestruturas, e não liquidadas por este junto do GTG ou dos operadores respetivos.

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 OBJETIVO 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 [RNTGNRNTG](#) 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 físicos 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 [RNTGNRNTG](#) 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. [As existências mínimas na RNTG correspondem ao gás de enchimento e são propriedade do respetivo operador.](#)

Para efeitos de compensação da [RNTGNRNTG](#), 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 [RNTGNRNTG](#).

## 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 ~~camiónes~~ [cisternas](#), seja recuperado em fase [líquida](#) (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 [RNTGNRNTG](#).

Desse modo, a manutenção das condições mínimas de operação do Terminal, designadamente desse valor mínimo de emissão para a [RNTGNRNTG](#), 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 **RNTG/RNTG** 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 **RNTG/RNTG**, nos casos em que o GTG antevêja, 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 62/2020, de 28 de agosto](#), ~~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~~ transferir ~~ir~~ ~~ência~~ 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, [sobre](#) Operação da RNTIAT no dia gás.

O regime de operação em situações de emergência é definido nos termos do [Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, 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 ~~gásGN~~ 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 ~~RNTGNRNTG~~. 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 ~~RNTGNRNTG~~ (P.M.O. Pressão Máxima de Operação), de 84,0 barg;
- c) Pressões máximas e mínimas de entrega nas interfaces com a ~~RNDGNRNDG~~, nos pontos de interface com o terminal de GNL e com o armazenamento subterrâneo, definidos pelos respetivos operadores, e nas interligações com a ~~RNTGNRNTG~~, 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 ~~GÁSGN~~ 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) ~~RNTGNRNTG~~: simulações de suporte aos estudos das capacidades de acordo com o MPAI, em particular, a Metodologia dos Estudos para a Determinação de Capacidade na ~~RNTGNRNTG~~;
- 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 NÍVEIS DE REFERÊNCIA DE EXISTÊNCIAS DE GÁS NA RNTG

De forma a aferir o estado de disponibilidade da RNTG para responder a alterações no balanço do sistema, e agilizar a gestão de entradas e saídas, dentro da margem de pressões que garantam uma operação segura da infraestrutura, o GTG deve definir intervalos de segurança de existências de gás na rede, que enquadrem o nível de *linepack* apurado, a cada momento.

Tendo por base os valores mínimos e máximos admissíveis, o GTG define o valor de referência para o nível de *linepack* onde, tendencialmente, os valores das existências se deverão fixar. O GTG deve igualmente definir níveis de alerta: limites de aviso e limites de alerta, inferiores e superiores, devendo estes últimos estender-se até ao limite dos valores mínimos e máximos de existências admissíveis:

- Os níveis de aviso compreendem o intervalo de existências na RNTG em que a operação da rede se faz sem qualquer restrição;
- Os níveis de alerta definem valores de existências até onde é possível garantir a operação da RNTG de forma transitória.

A operação da RNTG em valores que transponham os níveis de alerta é garantida apenas de modo condicionado e em circunstâncias excecionais.

O GTG deverá anunciar os valores de referência do nível do *linepack*, bem como os níveis de alerta até ao dia 15 de junho do ano em que se inicia o respetivo ano gás.

#### 4.34.4 GÁS DE OPERAÇÃO

O Gás de Operação corresponde à quantidade de gás ~~natural~~ ao dispor do GTG tendo em vista garantir a operacionalidade da ~~RNTGNRNTG~~. O GTG tem ainda ao dispor uma quantidade de gás, denominada Extensão do Gás de Operação, com vista a garantir a operacionalidade da RNTIAT, nomeadamente a exploração integrada da rede de transporte e das infraestruturas de alta pressão.

O GTG deve elaborar estudos para a determinação das quantidades de Gás de Operação para enchimento da RNTG, 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 ~~RNTGNRNTG~~ 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 ~~pelo volume pela existência global~~ de gás ~~natural~~ correspondente ao nível ~~de médio do linepack~~ necessário ao normal funcionamento da útil na RNTGNRNTG. ~~, o qual é compreendido entre os limites mínimo e máximo de existências que garantem a operação normal desta infraestrutura.~~

A Extensão do Gás de Operação é também propriedade do GTG e corresponde ao volume de gás necessário à operação integrada das infraestruturas da RNTIAT em condições de segurança, distribuindo-se pelas infraestruturas da RNTIAT – RNTG (apenas transitoriamente), armazenamento subterrâneo de gás e terminal de GNL – de acordo com as necessidades identificadas pelo GTG. A Extensão de Gás de Operação é mobilizada através da emissão de instruções de operação aos operadores das infraestruturas da RNTIAT, podendo ser utilizada para serviço de compensação da rede nas situações previstas no ponto 5.2 deste procedimento, devendo configurar-se como um serviço de compensação nos termos do ROI.

~~O GTG pode solicitar a A e~~ Extensão do Gás de Operação ~~para além do linepack e é constituída~~ 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);

$\sum_k CDM_{MI,PERO,k}$  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 ~~e~~Extensão do Gás de Operação é proposto pelo GTG até ao dia 1 de março, sendo publicado até 15 de junho seguinte, após aprovação pela ERSE, vigorando, no máximo, até ao final durante a totalidade do ano gás 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 da Extensão de Gás de Operação fora da RNTGrede, 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.~~

O Gás de Operação adquirido pelo GTG, destinado à gestão do *linepack* e incluindo a eventual respetiva extensão, é considerado um parâmetro intrínseco para a operação da RNTIAT.

A variação do Gás de Operação é apurada de acordo com o ponto 5 do Procedimento n.º 10, relativo a Balanços, sendo que o inventário diário deve estar compreendido entre um valor máximo ~~de~~ mínimo,

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 [gás de atribuição de capacidade](#) seguinte.

As quantidades destinadas ao exercício da compensação operacional relativas ao acerto residual de perdas e autoconsumos na RNTIAT e diferenças de medição na [RNTGN/RNTG](#), são integradas na variação do Gás de Operação sendo, conseqüentemente, incorporadas nos 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 [gásGN](#) 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/RNTG](#) 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 fará o seguimento numa base intradiária da evolução das existências da rede de transporte. Para tal, o GTG publicará o valor de existências ao início de cada dia gás e, numa base horária, o valor de existências que se prevê estar disponível no final do dia gás. Caso o GTG identifique a iminência de transposição dos níveis de alerta definidos, é espoletada a condição de recurso a ações de compensação, com vista ao reposicionamento do nível de \*linepack\* dentro do intervalo de segurança, tal como explicitado](#)

de seguida. O valor máximo da quantidade a regularizar não poderá ser superior à quantidade determinada pelo GTG para repor o nível de *linepack* dentro dos limites de aviso até ao valor de referência.

A realização de ações de compensação deve respeitar o nível de *linepack*, enquadrado nos intervalos definidos pelos níveis de risco e de alerta, do seguinte modo:

a) Caso nível de *linepack* se situe no intervalo compreendido entre níveis de aviso: O GTG não realiza qualquer ação de balanço;

b) Caso no nível de *linepack* se situe nos intervalos compreendidos entre os níveis de aviso e os níveis de alerta: O GTG poderá realizar ações de balanço para evitar que o nível de *linepack* transponha o nível de alerta, ou, para levar o nível de *linepack* para valores compreendidos entre os níveis de aviso, aproximando-o do valor de referência, onde é possível operar a RNTG sem qualquer restrição. Em caso de atuar, o GTG deverá ter em conta os seguintes critérios:

- Nível atual de existências;
- Previsão da evolução futura do nível de existências;
- Liquidez e nível de preços do mercado organizado de gás.

c) Caso o nível de *linepack* assuma um valor que transponha os níveis de alerta: O GTG deverá obrigatoriamente realizar as ações de compensação necessárias para que o nível de existências na rede passe para o interior do intervalo segurança.

O GTG poderá adaptar a forma de atuação mediante as condições operacionais intrínsecas de cada dia gás. No relatório relativo a custos e receitas decorrentes da compensação da RNTG previsto no ROI no contexto da supervisão dos encargos de neutralidade, o GTG deve caracterizar as incidências relevantes das ações de compensação.

## 5.2 ORDEM DE MÉRITO APLICÁVEL NAS AÇÕES DE COMPENSAÇÃO

O GTG realiza ações de compensação da ~~RNTGN~~RNTG 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 RNTGNRNTG dentro dos seus limites operacionais.

b) Serviços de compensação, nas seguintes situações:

- i. Se, 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 RNTGNRNTG dentro dos seus limites operacionais;
- ii. Na ausência de liquidez na comercialização de produtos normalizados de curto prazo;
- iii. Quando o custo estimado da aquisição e utilização de serviços de compensação for inequivocamente favorável por comparação ao custo estimado da utilização de quaisquer produtos normalizados de curto prazo disponíveis.

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

O GTG, antes de colocar ordens de compra e venda de produtos normalizados de curto prazo na plataforma de negociação, comunica atempadamente ao mercado essa decisão, justificando-a.

O GTG deverá procurar maximizar o nível de participação dos agentes de mercado nas ações de compensação tendo em vista a satisfação das ofertas colocadas. Assim, o GTG deve dar ordens de compra/venda com dimensão tal que possam ser viabilizadas com recurso a capacidade de curto prazo e que estejam ao alcance do maior número de participantes de mercado. Neste sentido, considerando as condições particulares de mercado, acabando por ditar a estratégia de colocação de ofertas, volume e frequência, as ofertas de compra/venda de gás por parte do GTG não podem exceder o limite máximo por ação. Esse limite máximo 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 gás seguinte.

O GTG pode solicitar a autorização da ERSE para a transação na zona de compensação adjacente (VTP em Espanha) e providenciar o transporte do gás de e para essa zona de compensação, em alternativa a transacionar produtos de título e/ou produtos localizados no VTP em Portugal. Os termos da autorização devem ser revistos anualmente pelo GTG e pela ERSE. O recurso a esta ação de compensação não limita o acesso dos utilizadores da rede à capacidade no ponto de interligação em causa nem a sua utilização. O

mecanismo deverá ser coordenado com o operador da rede de transporte interligada, em Espanha, e com a respetiva entidade reguladora.

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

### 5.3 OPERAÇÃO INTEGRADA DAS INFRAESTRUTURAS EM CONDIÇÕES DE SEGURANÇA

As manobras de gás a realizar pelo GTG ocorrem no âmbito dos princípios de uma gestão eficiente e segura do sistema, podendo ainda configurar-se como outras movimentações de gás do GTG justificadas nos termos regulamentares previstos. Estas manobras são contabilizadas em Programa de Operação, estando fora do âmbito do sistema normal de compensação da RNTG.

A movimentação de gás ~~natural~~ pelo GTG é justificada para os seguintes casos:

- a) Compensação da ~~RNTGN~~RNTG;
- 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~~SNG 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.

#### 5.25.4 CONTROLO DE CAPACIDADES NAS INTERFACES DA ~~RNTGN~~RNTG 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, emitir instruções para os agentes de mercado no 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 [RNTGNRNTG](#), podendo o GTG, nesses casos, imputar aos respetivos agentes de mercado os custos decorrentes da mobilização de [gásGN](#) 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 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 [RNTGNRNTG](#), 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.

## 5.5 RASTREAMENTO DO GÁS EM CIRCULAÇÃO NO SISTEMA

De modo a assegurar a correta determinação dos parâmetros do gás veiculado a todo o momento no sistema, o GTG deve proceder ao seu rastreamento através de algoritmos de simulação das condições de escoamento nas redes. Os resultados da referida simulação, depois de aferidos, são utilizados para as seguintes finalidades:

- Determinação em tempo real das características das misturas de gases em circulação;
- Fundamentação de decisões com vista à emissão de instruções de operação aos vários intervenientes no sistema;
- Valorização dos quantitativos de energia veiculada em cada ponto de entrega, de acordo com o

respetivo tipo de medição;

- Outras finalidades de carácter operacional com vista à gestão eficiente e segura do sistema.

Esta atuação deve respeitar um mecanismo de rastreamento do gás em circulação, a aprovar pela ERSE por proposta do GTG, elaborada em coordenação com os operadores envolvidos, devendo incluir a descrição dos modelos de simulação numérica, os critérios aplicáveis de aferição de resultados e um processo de *fallback* aplicável nas situações de indisponibilidade de dados provenientes dos processos de monitorização.

## PROCEDIMENTO N.º 3

### PROGRAMAÇÃO DA OPERAÇÃO

#### 1 OBJETIVO 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 [SNGNSNG](#) (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 [RNDGNRNDG](#).

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

Para efeitos da operação do [SNGNSNG](#), considera-se indisponibilidade qualquer ação de intervenção sobre as infraestruturas da RNTIAT, rede interligada e/ou [RNDGNRNDG](#), 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 [SNGNSNG](#).

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 [RNTGNRNTG](#), 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 [RNTGNRNTG](#). 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 [RPGNRPG](#) 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 15 de junho.

## 2.2 PLANO DE INDISPONIBILIDADES DA RNTIAT

De forma a reduzir o impacto no funcionamento da [RNTGNRNTG](#), provocado por ações de intervenção na [RNTGNRNTG](#) 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, conseqüentemente, 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 armazenamento subterrâneo de gás [natural](#) e do terminal de GNL, 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 para os pontos de interligação Portugal-Espanha, prestada entre os operadores das redes de transporte interligadas, é matéria a acordar entre as partes, integrada em Manual específico.

### 3 PREVISÕES DE UTILIZAÇÃO DE CAPACIDADE PELOS AGENTES DE MERCADO

Para que o GTG possa realizar 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 operadores e agentes de mercado do [SNGSNG](#), através da prestação de informação relevante e atempada à elaboração do programa. Contam-se, em particular, as informações

prestadas pelos agentes de mercado e pelos operadores das infraestruturas da [RPGNRPG](#), 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 [RNDGNRNDG](#)**

Nos casos específicos das capacidades dos anéis da [RNDGNRNDG](#), 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 [RNTGNRNTG](#). 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 [RNTGNRNTG](#) 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 [SNGNSNG](#), 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 terminal de GNL, 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.

Nos casos das descargas, os agentes de mercado devem disponibilizar informação relevante ao GTG sobre quantidades previstas de utilização de energia com detalhe diário, referindo a previsão de utilização de quantidades de emissão para a RNTG, de enchimento de cisternas e transações de existências que venham a realizar na infraestrutura do terminal de GNL. A informação deverá ser atualizada pelos agentes de mercado ao GTG sempre que se verifique alteração relevante.

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~~-CISTERNAS**

O transporte de GNL por rodovia ou outros modos, através de cisternas, 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 ~~camiónes~~-cisternas 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 gásde 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 de cada infraestrutura da RNTIAT no ano gás de atribuição seguinte. A capacidade indicada anteriormente para os pontos de entrada e de saída da RNTIAT. Esta informação deverá conter detalhe mensal e estar ajustada à capacidade que o agente de mercado prevê utilizar nos pontos de entrada e saída da RNTIAT em cada ponto.

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

A previsão de utilização dos pontos de saída para a RNDG deve discriminar os consumos, face aos fornecimentos de produtores ligados na RNDG.

Trimestralmente 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 envolvidas, a atualização da previsão de utilização da capacidade que preveem utilizar em cada ponto de entrada e em cada ponto de saída da RNTIAT para os restantes meses do ano gás em curso. A capacidade indicada 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 trimestrais 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 diário, assim como as respectivas 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 ~~das infraestruturas da RNTIAT para os três meses-mês seguintes. A capacidade indicada para os pontos de entrada e de saída da RNTIAT~~Esta informação deverá conter detalhe ~~semanal-diário~~ e estar ajustada à capacidade que o agente de mercado prevê utilizar ~~nos pontos de entrada e saída da RNTIAT~~Tem cada ponto.

~~Neste horizonte temporal, os agentes de mercado devem apresentar separadamente o valor agregado das respetivas previsões de consumo com medição diária (MD), a qual será adotada para a subscrição de 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.

A previsão de utilização dos pontos de saída para a RNDG deve discriminar os consumos, face aos fornecimentos de produtores ligados na RNDG.

### 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 as semanas seguintes até ao final do mês, 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 ~~das infraestruturas da RNTIAT para as semanas seguintes até final do mês. A capacidade indicada para os pontos de entrada e de saída da RNTIAT~~Esta informação deverá conter detalhe diário e estar ajustada à capacidade que o agente de mercado prevê utilizar ~~nos pontos de entrada e saída da RNTIAT~~Tem cada ponto.

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

[A previsão de utilização dos pontos de saída para a RNDG deve discriminar os consumos, face aos fornecimentos de produtores ligados na RNDG.](#)

### 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, das ligações com o armazenamento subterrâneo, terminal de GNL, ~~RNDG~~RNDG, ~~e consumidores e produtores ligados~~consumidores e produtores ligados 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 (quantidades confirmadas) e informações que recebe dos agentes de mercado, operadores da [RPGNRPG](#), 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 [RNTGNRNTG](#), armazenamento subterrâneo e terminal de GNL.
- c) Parâmetros técnicos para operação da [RNTGNRNTG](#) e restantes infraestruturas (pressões e caudais máximos e mínimos admissíveis).
- d) Ocorrência de manutenções ou outras intervenções não previstas na [RPGNRPG](#), no dia gás ou seguintes, que possam condicionar a operação no dia gás.
- e) Previsões de comportamento dos mercados e, conseqüentemente, dos perfis de consumo expectáveis nos pontos de ligação com a [RNDGNRNDG](#) e com os [consumidores e produtores 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, [e em cada ponto de ligação a produtores em alta pressão](#).
- b) Programas de entregas em cada ponto de ligação da [RNTGNRNTG](#) com a [RNDGNRNDG](#), [consumidores 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 realiza, em permanência, a verificação da sua execução efetiva, através da monitorização das condições 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 [RNTGNRNTG](#).
- 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 [RNTGNRNTG](#) 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 PUBLICAÇÃO DO PROGRAMA DE OPERAÇÃO

O programa de operação será publicado diariamente pelo GTG, sendo de horizonte mensal e detalhe diário, devendo conter as seguintes informações sobre cada infraestrutura:

### a) RNTG:

- i. Entradas, com detalhe dos fluxos verificados e esperados para as interligações, terminal de GNL, armazenamento subterrâneo e produtores;
- ii. Saídas, com detalhe para os fluxos verificados e esperados para as interligações, armazenamento subterrâneo, terminal de GNL, mercado convencional, setor elétrico e cisternas;
- iii. Existências;
- iv. Observações sobre manobras de gás realizadas pelo GTG.

### b) Terminal de GNL:

- i. Contra fluxo;
- ii. Saídas, com detalhe para a Regaseificação e carregamento de cisternas verificadas e esperadas;
- iii. Programa de chegada de navios;
- iv. Existências.

### c) Armazenamento subterrâneo:

- i. Existências

## 4.5.4.6 INSTRUÇÕES DE OPERAÇÃO

O cumprimento do Programa de Operação da RNTIAT é da responsabilidade de todos os intervenientes no ~~SNG~~~~SNG~~, 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~~RNTG, de forma a permitir a concretização das respetivas operações. Adicionalmente, o GTG pode emitir Instruções de Operação destinadas aos produtores, de forma a restringir as injeções de gás nas redes para garantir as condições de segurança e as especificações técnicas do gás.

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 [RNTGNRNTG](#), ocorrências perante as quais os agentes de mercado devem agir no sentido de repor o respetivo equilíbrio na [RNTGNRNTG](#), 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 [SNG\SNG](#).

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\RNTG](#) 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 SNG 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 Mútua entre [os operadores das redes de transporte interligadas de Portugal e Espanha](#)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 GÁS

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~~RNTG 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 ~~SNG~~SNG. 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~~RNTG.

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 acesso a um serviço de flexibilidade do *linepack* que pode ser oferecido pelo GTG aos agentes de mercado utilizadores da [RNTG/RNTG](#).

O serviço de flexibilidade do *linepack* é considerado para efeitos do cálculo do desequilíbrio diário de cada agente de mercado, de acordo com o Procedimento n.º 13, [sobre](#) Apuramento de desequilíbrios diários, tendo em conta o limite máximo da flexibilidade diária associada ao serviço, subscrito nos termos do presente procedimento.

Este procedimento é aplicável ao GTG e aos agentes de mercado.

O presente procedimento estabelece as regras aplicáveis aos seguintes processos:

- a) Oferta do serviço de flexibilidade de *linepack* por parte do GTG;
- b) Subscrição e utilização do serviço de flexibilidade do *linepack* por parte dos agentes de mercado.

#### 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 agentes de mercado um serviço de flexibilidade do *linepack*, nas seguintes condições:

- a) O serviço deve ser compatível com a responsabilidade de cada agente de mercado em assegurar o equilíbrio dos seus fornecimentos e consumos ao longo de cada dia gás;
- b) O serviço deve ser restringido ao *linepack* disponível na [RNTG/RNTG](#), sem prejuízo do desempenho da atividade de transporte de gás ~~natural~~ da responsabilidade do operador da rede de transporte e GTG;
- c) O operador da rede de transporte não pode ~~de~~celebrar quaisquer contratos com o operador do armazenamento subterrâneo de gás ~~natural~~ ou com o operador do terminal de GNL, para efeitos de prestação desse serviço;

- d) A utilização do serviço por parte dos agentes de mercado é sujeita a subscrição prévia por via de uma contratação, a qual é concretizada em cada mês através de um mecanismo de leilão da confirmação pelo GTG dos pedidos em plataforma de negociação própria de subscrição, tendo por base o valor de anúncio publicado anualmente pelo GTG; previamente apresentados pelos agentes de mercado, nos termos do capítulo 3 do presente procedimento
- e) -Pode ser estabelecida uma percentagem máxima sobre a capacidade total de subscrição por cada agente de mercado, acima da qual o agente de mercado só poderá subscrever capacidade depois de satisfeitos os pedidos de subscrição dos restantes agentes de mercado;-
- f) A capacidade associada ao serviço de flexibilidade de linepack é oferecida no horizonte anual, cabendo ao GTG propor critérios sobre a realização processos adicionais de subscrição para horizontes mais reduzidos, baseados nos custos da realização desses processos bem como nas condições de procura do serviço e da capacidade disponível;-
- g) As datas para a realização dos processos de subscrição são propostos pelo GTG, devendo ocorrer em momento anterior aos processos de subscrição de capacidade para as restantes infraestruturas do SNG, para os horizontes correspondentes.

O GTG anuncia a plataforma de negociação do serviço, bem como as regras de participação.

A capacidade a oferecer associada ao serviço de flexibilidade de linepack, ~~bem como~~ o preço correspondente, a percentagem máxima de subscrição por um único agente de mercado, os critérios para a realização de processos adicionais de atribuição em horizontes inferiores ao anual e as datas para a realização dos processos de subscrição, são propostos pelo GTG até ao dia 1 de ~~m~~ Março, previamente submetidos a uma consulta dos agentes de mercado, sendo publicado a 15 de Junho seguinte após sujeitos à aprovação pela ERSE, vigorando durante a totalidade do ano ~~gás de atribuição de capacidade~~ seguinte.

## 2.2 ADESÃO AO SERVIÇO

Todos os agentes de mercado utilizadores da RNTG são elegíveis para a adesão ao serviço de flexibilidade do linepack, ~~é disponibilizada a todos os agentes de mercado utilizadores da RNTGN, que cumpram os critérios de elegibilidade referidos no parágrafo seguinte.~~

São considerados elegíveis para acesso ao serviço de flexibilidade do *linepack*, todos os agentes de mercado utilizadores da RNTGN, cujas carteiras de comercialização contenham pontos de consumo na RNDG/RNDG com MD.

Os agentes de mercado 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 n.º 3, indicando designadamente a seguinte informação:

Identificação dos pontos de consumo com MD da sua carteira;

Previsão mensal, desagregada por ponto de consumo, dos consumos com MD.

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

#### 3.1 SUBSCRIÇÃO DO SERVIÇO

Os Agentes de Mercado enviam para a plataforma de negociação do serviço de *linepack*, em cada processo de subscrição, as suas solicitações relativamente a este serviço, sendo informados dos respetivos valores atribuídos de acordo com as datas fixadas para atribuição de capacidade.

A partir do momento em que subscreva este serviço, o Agente de Mercado ficará responsável pelo seu pagamento, no montante confirmado, de acordo com o preço resultante do processo de subscrição e restantes condições do serviço.

No mês que antecede o mês em referência, no dia útil posterior à data limite do prazo de apresentação pelos agentes de mercado das previsões de utilização mensais para o mês em referência, o GTG comunica a cada agente de mercado o valor da flexibilidade individual disponível para o mês em referência, de acordo com a seguinte expressão:

$$Flex_{i,a}^{Lim.Sub.} = Flex_{i,a}^{MAX.} \times \frac{p_{i,M}^{S,RNTGN,RNDGN} |_{MD}}{\sum_{i,M} p_{i,M}^{S,RNTGN,RNDGN} |_{MD}}$$

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

Em que:

$Flex_{i,d}^{Lim.Sub.}$	Valor do serviço de flexibilidade de <i>linepack</i> em kWh, colocado à disposição do agente de mercado <i>i</i> para eventual subscrição, relativamente a cada dia gás <i>d</i> para o mês em referência.
$Flex_{i,d}^{MAX.}$	Valor do serviço de flexibilidade de <i>linepack</i> total em kWh, relativamente a cada dia gás <i>d</i> do mês em referência.
$P_{i,M}^{S,RNTGN,RNDGN}  _{MD}$	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>i</i> , para o mês <i>M</i> .
$P_{i,n,M}^{S,RNDGN,BP}  _{MD}$	Quantidade de gás natural em kWh, referente ao fornecimento ao cliente com a cadeia de medição <i>n</i> abastecido através da RNDGN em baixa pressão (BP), relativa à previsão de consumos com medição diária (MD) do agente de mercado <i>i</i> , para o dia gás <i>d</i> .
$P_{i,m,M}^{S,RNDGN,MP}  _{MD}$	Quantidade de gás natural em kWh, referente ao fornecimento ao cliente com a cadeia de medição <i>m</i> abastecido através da RNDGN em média pressão (MP), relativa à previsão de consumos com medição diária (MD) do agente de mercado <i>i</i> , para o dia gás <i>d</i> .

Até ao dia 25 do mês anterior ao mês em referência, cada agente de mercado deve apresentar ao GTG a solicitação de capacidade para o serviço de flexibilidade diária, até à quantidade disponível previamente comunicada.

O GTG confirma aos agentes de mercado a subscrição do serviço de flexibilidade do *linepack*, no dia útil posterior ao dia 25 de cada mês.

### 3.2 UTILIZAÇÃO DO SERVIÇO DE FLEXIBILIDADE DO *LINEPACK*

Uma vez subscrito e confirmado ao Agente de Mercado,  $\Theta$  o serviço de flexibilidade do *linepack*, após subscrição, ficará disponível a cada agente de mercado *i* sob a forma do parâmetro  $Flex_{i,d}^{MAX.}$ , o qual será igual ou inferior a  $Flex_{i,d}^{Lim.Sub.}$ , e que determina uma das parcelas da fórmula de apuramento dos desequilíbrios diários iniciais e finais, conforme estabelecido no Procedimento n.º 13, sobre Apuramento de desequilíbrios diários, aplicável em cada dia do mês em referência período de subscrição.

No dia seguinte ao final de um período de subscrição do serviço de flexibilidade do *linepack* por parte de um agente de mercado será registada, para efeitos do apuramento de desequilíbrio do agente de mercado, uma entrada ou uma saída na RNTG, correspondente à utilização da flexibilidade do *linepack* por esse agente de mercado no último dia de subscrição do serviço.

## 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 n.º 13, [sobre](#) 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 [RNDGNRNDG](#).

Este procedimento aplica-se às seguintes entidades:

- Operador da rede de transporte na sua atividade de gestão técnica global do [SNGNSNG](#) (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 [RNTGNRNTG](#), 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 [RNTGNRNTG](#), 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 ~~pontos de medição~~~~cadeias de medida~~ ~~agregadas~~ ~~agregados~~ 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 contíguas (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 PERFIS 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 ~~RNDG~~~~NRNDG~~, 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/RNTG](#) (“RD”).
- Para a totalidade das redes de distribuição, compensadas a partir da [RNTGN/RNTG](#) (“RNDGN/RNDG”).

O procedimento referido é descrito pelas seguintes expressões:

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

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

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

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/RNTG](#), 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/RNTG](#), 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/RNTG](#), 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 [pontos de medição cadeias de medida associadas-associados](#) ao perfil de consumo  $j$ , [integradas-integrados](#) na carteira de compensação do agente de mercado  $i$ , no dia gás  $d$ , [abastecidas-abastecidos](#) através da rede de distribuição  $k$  em baixa pressão (BP).

$$N_{i,d,j}^{RDk,MP}$$

Número de [pontos de medição cadeias de medida associadas-associados](#) ao perfil de consumo  $j$ , [integradas-integrados](#) na carteira de compensação do agente de mercado  $i$ , no dia gás  $d$ , [abastecidas-abastecidos](#) através da rede de distribuição  $k$  em média pressão (MP).

$$P_{j,d,k}$$

Consumo diário em kWh associado ao perfil  $j$ , aplicável no dia gás  $d$ , na rede de distribuição  $k$ .

$$\gamma_{RBP}$$

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

$\gamma_{RMP}$ 

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  $d$ .  $[W_{i,d}^{S,RNTGN,RNDGN,prev.}]_{MND}$

## 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:

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

em que:

 $W_{i,d}^{S,RNTGN,RNDGN,atrib.}]_{MND}$ 

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  $d$ .

 $W_{i,d}^{S,RNTGN,RNDGN,prev.}]_{MND}$ 

Quantidade de gás [natural](#) em kWh, prevista no dia  $d-1$  para o fornecimento das redes de distribuição ligadas à [RNTGN,RNTG](#), 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, PRÉ-NOTIFICAÇÕES, ~~E~~ NOTIFICAÇÕES DE TRANSAÇÃO

#### 1 OBJETIVO E ÂMBITO

O presente procedimento define as regras relativas à submissão de nomeações, renomeações, pré-notificações e notificações de transação, a realizar pelos agentes de mercado ou em seu nome, 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 SNGSNG;
- Operador do terminal de GNL;
- Operador do armazenamento subterrâneo de gás natural;
- Agentes de mercadoMercado;
- Operadores de plataformas de negociação;
- Entidade de contraparte central.

#### 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 RNTGNRNTG 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) ou das injeções de produtores na RNTG.

## 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~~RNTG 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~~RNTG, 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~~RNTG, referindo explicitamente o sentido do fluxo de gás.

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

~~d)e) A quantidade de gás, em kWh, solicitada individualmente para cada ligação entre a RNTG e os produtores ligados 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~~RNTG 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~~RNTG.

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.

Os agentes mercado que pretendam nomear capacidade para injeção de gás na rede, de produtores ligados na rede de transporte com medição intradiária (MI), estão obrigados a apresentar as quantidades indicativas (em kWh) da produção horária expectável nos respetivos pontos de entrada na 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 válidas 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.

Cada renomeação deve respeitar a capacidade atribuída ao agente de mercado, observada a respetiva exequibilidade no período remanescente do dia gás para o qual tem efeitos, nas seguintes condições:

- Não pode indicar quantidade inferior à proporção da quantidade confirmada no período desde o início do dia gás e até à hora em que produza efeitos;
- Não pode indicar quantidade superior à proporção dos respetivos direitos de utilização de capacidade no período a partir da hora em que produz efeitos e até final do dia gás.

## 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) A aceitação da nomeação ou renomeação diária resulte num caudal de nomeação implícito negativo;
- f) As capacidades solicitadas tenham sido contratadas em regime interruptível, estando a regra de interruptibilidade estabelecida no Manual de Procedimentos de Acesso às Infraestruturas do SNG (MPAI);
- g) 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 SNG (MPAI);
- h) A renomeação indique quantidade que não permita a respetiva exequibilidade no período remanescente do dia gás para o qual tem efeitos, nas condições referidas em 2.2.

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)~~ e e)], 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.
- b) Havendo discrepâncias nos valores apresentados, será confirmada a menor quantidade apresentada (*lesser value rule*).
- c) 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.
- d) 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 PRÉ-NOTIFICAÇÕES E 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 ~~RNTG~~~~RNTG~~) 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.

#### 4.1 NOTIFICAÇÕES DE TRANSAÇÃO NO ÂMBITO DE CONTRATOS BILATERAIS

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.~~

#### 4.2 PRÉ-NOTIFICAÇÕES E NOTIFICAÇÕES DE TRANSAÇÃO EM PLATAFORMAS DE NEGOCIAÇÃO

O operador da plataforma de negociação é responsável pela comunicação ao GTG das pré-notificações e notificações de transações no VTP na plataforma de negociação, relativas às transações dos produtos negociados nessa plataforma que não sejam compensados por entidade de contraparte central.

A entidade de contraparte central é responsável pelas notificações relativas a transações dos produtos por si compensados.

Entende-se por pré-notificação o envio da informação relativa ao saldo da energia resultante das transações de compra e venda de gás, realizadas nas Sessões de Negociação desse dia, para cada dia gás posterior ao dia gás em curso, por agente de mercado, na plataforma de negociação.

Entende-se por notificação o envio da informação relativa ao saldo da energia resultante das transações com entrega no dia seguinte de gás, que incluem para cada dia, a soma de todas as energias correspondentes às transações de compra e de venda com entrega em tal dia, bem como, para os produtos intradiários, o saldo da energia resultante das transações desses produtos.

Nos casos em que se verifique a perda de autorização para a realização de vendas de um agente de mercado, os saldos das pré-notificações que tenham sido comunicados antes dessa perda de autorização ter ocorrido, são integrados na notificação, não podendo ser rejeitas pelo GTG.

O GTG e o operador da plataforma de negociação podem acordar um aumento da frequência do envio das notificações e pré-notificações, nomeadamente, associado ao aumento da frequência da verificação da posição do agente de mercado prevista no Procedimento n.º 22.



## PROCEDIMENTO N.º 8

### ATUALIZAÇÃO DE FORNECIMENTOS E CONSUMOS COM MEDIÇÃO INTRADIÁRIA 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~~RNTG, nos casos em que as atribuições aos agentes de mercado sejam diferentes das quantidades confirmadas, estabelecidas de acordo com as regras previstas no Procedimento n.º 7, sobre Nomeações, renomeações, pré-notificações, 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. Estes desvios deverão ser comunicados aos agentes de mercado, tendo a designação de atualizações dos fornecimentos (dos produtores) e consumos com MI no dia gás.

As quantidades atualizadas dos fornecimentos e consumos com MI são atribuídas 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, sobre 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 ~~SNG~~SNG;
- Agentes de mercado.

#### 2 ATUALIZAÇÃO DE INFORMAÇÃO DE FORNECIMENTOS E CONSUMOS DE MEDIÇÃO INTRADIÁRIA

No dia gás  $d$ , em três momentos distintos, o GTG deve comunicar aos agentes de mercado as atualizações dos fornecimentos (de produtores) e 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 [fornecimento ou 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 [fornecimento ou 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 [PRIMEIRA](#) 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  $i$ .

[Os desvios por ponto de produção são calculados de forma análoga aos pontos de consumo.](#)

## 2.2 ~~2ª~~ SEGUNDA 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  $i$ .

[Os desvios por ponto de produção são calculados de forma análoga aos pontos de consumo.](#)

### 2.3 ~~TERCEIRA~~<sup>3ª</sup> ATUALIZAÇÃO

O 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  $i$ .

[Os desvios por ponto de produção são calculados de forma análoga aos pontos de consumo.](#)

### 3 ATRIBUIÇÃO DE QUANTIDADES

Para efeitos do apuramento do desequilíbrio diário ~~inicial e desequilíbrio diário final são~~ atribuídas aos agentes de mercado, como fornecimentos e consumos com MI no dia gás  $d$ , a soma das quantidades medidas em cada ponto de produção ou de consumo da carteira de compensação do agente de mercado.

resultantes da aplicação das seguintes fórmulas:

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

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

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

em que:

$$\frac{W_{i,d}^{S,RNTGN,AP,atrib.}}{MI}$$

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  $d$ .

$$\frac{W_{i,d}^{S,RNTGN,AP}}{22:00,MI}^{05:00}$$

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  $i$ .

$$\frac{W_{i,d}^{S,RNTGN,AP,conf.}}{05:00,MI}^{22:00}$$

Quantidade de gás natural em kWh, confirmada para o intervalo de tempo entre as 22:00h e o termo do dia gás  $d$ , referente aos consumos com medição intradiária (MI), integrados na carteira de compensação do agente de mercado  $i$ .

$$\frac{W_{i,n,d}^{S,RNTGN,AP}}{22:00,MI}^{05:00}$$

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  $i$ .

$$\frac{W_{i,n,d}^{S,RNTGN,AP,conf.}}{05:00,MI}^{22:00}$$

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 ~~SNG~~SNG.

O presente procedimento aplica-se às seguintes entidades:

- Operador da rede de transporte na sua atividade de gestão técnica global do ~~SNG~~SNG;
- 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 ~~SNG~~SNG comunicar ao GTG, em tempo útil, qualquer anomalia detetada nas suas infraestruturas, em particular ~~nas suas~~ pontos de medição ~~cadeias de medida~~, que comprometa a fiabilidade do processo de repartições e balanços.

#### 3 REPARTIÇÕES NA ~~RNTG~~RNTG

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

- a) As interligações entre a ~~RNTG~~RNTG e a rede de transporte de gás ~~natural~~ espanhola;
- b) A ligação entre a ~~RNTG~~RNTG e o terminal de GNL;
- c) As ligações entre a ~~RNTG~~RNTG e a ~~RNDG~~RNDG;
- d) As ligações entre a ~~RNTG~~RNTG e as instalações de ~~consumidores~~ clientes ligados em alta pressão;

d) ~~e) As ligações entre a RNTG e as instalações de produtores ligados em alta pressão;~~

e) ~~f) A ligação entre a RNTGNRNTG 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 ~~RNTGNRNTG~~, 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 n.º 7, sobre Nomeações, renomeações, pré-notificações, 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, para cada dia gás d:

$W_{i,d}^{E,RNTGN,IP}$	Quantidade de gás <del>natural</del> em kWh <sub>d</sub> referente ao fornecimento da <del>RNTGNRNTG</del> através das interligações, relativa ao agente de mercado <del>i, no dia gás d</del> .
$W_{i,d}^{S,RNTGN,IP}$	Quantidade de gás <del>natural</del> em kWh <sub>d</sub> referente à saída da <del>RNTGNRNTG</del> através das interligações, relativa ao agente de mercado <del>i, no dia gás d</del> .
$W_{i,d}^{E,RNTGN,IP,conf.}$	Quantidade de gás <del>natural</del> em kWh <sub>d</sub> confirmada ao agente de mercado <del>i</del> para o fornecimento da <del>RNTGNRNTG</del> através das interligações, <del>para o dia gás d</del> .
$W_{i,d}^{S,RNTGN,IP,conf.}$	Quantidade de gás <del>natural</del> em kWh <sub>d</sub> confirmada ao agente de mercado <del>i</del> para a saída da <del>RNTGNRNTG</del> através das interligações, <del>para o dia gás d</del> .

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, para cada dia gás  $d$ :

$W_{GO,d}^{E,RNTGN,IP}$	Quantidade de gás <u>natural</u> em kWh <sub>z</sub> referente ao fornecimento da <u>RNTGNRNTG</u> através das interligações, relativa à movimentação do gás de operação, <u>no dia gás <math>d</math></u> .
$W_d^{E,RNTGN,IP}$	Quantidade de gás <u>natural</u> em kWh <sub>z</sub> veiculada nas interligações, <u>no dia gás <math>d</math></u> , convencionando-se que este termo é positivo caso o sentido do fluxo seja o fornecimento da <u>RNTGNRNTG</u> 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 <u>natural</u> em kWh <sub>z</sub> referente ao fornecimento da <u>RNTGNRNTG</u> através das interligações, relativa ao agente de mercado $i$ , <u>no dia gás <math>d</math></u> .
$W_{i,d}^{S,RNTGN,IP}$	Quantidade de gás <u>natural</u> em kWh <sub>z</sub> referente à saída da <u>RNTGNRNTG</u> através das interligações, relativa ao agente de mercado $i$ , <u>no dia gás <math>d</math></u> .

O termo referente à movimentação do gás de operação para fornecimento da RNTGNRNTG 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 RNTGNRNTG 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 RNTGNRNTG E O TERMINAL DE GNL

No ponto de ligação entre o terminal de GNL e a RNTGNRNTG são atribuídos aos agentes de mercado as quantidades confirmadas pelo GTG nos processos de nomeação/renomeação estabelecidos no Procedimento n.º 7, sobre Nomeações, renomeações, pré-notificações, 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, para cada dia gás  $d$ :

$W_{i,d}^{E,RNTGN,TRAR}$	Quantidade de gás <u>natural</u> em kWh <sub>z</sub> referente ao fornecimento da <u>RNTGNRNTG</u> através do terminal de GNL, relativa ao agente de mercado $i$ , <u>no dia gás <math>d</math></u> .
$W_{i,d}^{S,RNTGN,TRAR}$	Quantidade de gás <u>natural</u> em kWh <sub>z</sub> referente ao fornecimento do terminal de GNL a partir da <u>RNTGNRNTG</u> (em contra fluxo), relativa ao agente de mercado $i$ , <u>no dia gás <math>d</math></u> .
$W_{i,d}^{E,RNTGN,TRAR,conf.}$	Quantidade de gás <u>natural</u> em kWh, confirmada ao agente de mercado $i$ para o fornecimento da <u>RNTGNRNTG</u> através do terminal de GNL, <u>para o dia gás <math>d</math></u> .

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

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

### 3.3 LIGAÇÕES ENTRE A ~~RNTGNRNTG~~ E A ~~RNDGNRNDG~~

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

### 3.3.1 ENVIO DE INFORMAÇÃO RELATIVA À REPARTIÇÃO DIÁRIA

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~~ORD deverão disponibilizar ao GTG as quantidades de energia apuradas ~~nos pontos de medição~~~~nas cadeias de medida~~ dos consumidores com medição diária, incluindo a aplicação dos fatores de ajustamento de perdas e autoconsumos aplicáveis, e as quantidades de energia apuradas nos pontos de entrega de produtores. ~~detalhando p~~Para cada ponto de consumo e de produção serão detalhados os seguintes aspetos:

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

Para efeitos de garantir a correta aquisição de dados de medição, os ~~ORDs~~ORD deverão verificar se o somatório das quantidades de energia apuradas ~~nos pontos de medição~~~~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  $d$ , e com as quantidades de energia injetada na rede de distribuição pelos produtores.

A repartição das quantidades de energia atribuídas aos agentes de mercado nos pontos de ligação entre a ~~RNTGN~~RNTG e a ~~RNDGN~~RNDG 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 nos pontos de medição 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:

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

em que, para cada dia gás  $d$ :

$W_{i,d}^{S,RNTGN,RDk}|_{MD}$  Quantidade de gás, ~~natural~~ em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição  $k$  através da ~~RNTGN~~RNTG, 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  $d$~~ .

$W_{i,n,d}^{RDk,BP}|_{MD}$  Quantidade de gás, ~~natural~~ em kWh, apurada ~~no ponto de medição a 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  $d$~~ .

$W_{i,m,d}^{RDk,MP}|_{MD}$  Quantidade de gás, ~~natural~~ em kWh, apurada ~~no ponto de medição a 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  $d$~~ .

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

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

- b) A quantidade total de gás, em termos energéticos, referente ao fornecimento da rede de distribuição  $k$  através da RNTG, relativa a consumos com medição diária (MD), para o dia gás  $d$ , corresponde ao somatório das quantidades de gás, 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:

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

em que, para cada dia gás  $d$ :

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

$W_{i,d}^{S,RNTGN,RDk}|_{MD}$  Quantidade de gás, ~~natural~~ em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição  $k$  através da ~~RNTGN~~RNTG, 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) Para cada agente de mercado, a jusante de cada GRMS, deverão ser agregadas as quantidades de energia apuradas nos pontos de medição dos produtores integrados na sua carteira de compensação.

O procedimento referido é descrito pela seguinte expressão:

$$W_{i,d}^{E,RNTG,RDk}|_{Prod} = \sum_i W_{i,n,d}^{RDk}|_{Prod}$$

em que, para cada dia gás  $d$ :

$W_{i,d}^{E,RNTG,RDk}|_{Prod}$  Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição  $k$  através de injeções de produtores ligados nessa rede integrados na carteira de compensação do agente de mercado  $i$ .

$W_{i,n,d}^{RDk}|_{Prod}$  Quantidade de gás, em kWh, apurada no ponto de medição  $n$  de produtor ligado na rede de distribuição  $k$ , integrado na carteira de compensação do agente de mercado  $i$ .

d) A quantidade total de gás, em termos energéticos, referente à injeção na rede de distribuição  $k$  a partir de pontos de produção, para o dia gás  $d$ , corresponde ao somatório das quantidades de gás, em termos energéticos, referentes às injeções de produtores 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:

$$W_d^{E,RNTG,RDk}|_{Prod} = \sum_i W_{i,d}^{E,RNTG,RDk}|_{Prod}$$

em que, para cada dia gás  $d$ :

$W_d^{E,RNTG,RDk}|_{Prod}$  Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição  $k$  através de injeções de produtores ligados nessa rede.

$W_{i,d}^{E,RNTG,RDk}|_{Prod}$  Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição  $k$  através de injeções de produtores ligados nessa rede integrados na carteira de compensação do agente de mercado  $i$ .

e) A quantidade de gás, em termos energéticos, referente ao fornecimento da rede de distribuição  $k$  através da RNTG, relativa a consumos com medição não diária (MND), para o dia gás  $d$ , é obtida

através da diferença entre a quantidade total de gás, em termos energéticos, referente ao fornecimento da rede de distribuição  $k$  através da RNTG ou de produtores ligados nessa rede de distribuição, para o dia gás  $d$ , e a quantidade de gás, em termos energéticos, referente ao fornecimento da rede de distribuição  $k$  através da RNTG, atribuída aos consumos com medição diária (MD), para o dia gás  $d$ .

O procedimento referido é descrito pela seguinte expressão:

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

em que, para cada dia gás  $d$ :

$W_d^{S,RNTGN,RDk} \Big _{MND}$	Quantidade de gás, <del>natural</del> em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição $k$ através da <del>RNTGN</del> <u>RNTG</u> , relativa a consumos com medição não diária (MND), <del>para o dia gás <math>d</math>.</del>
$W_d^{S,RNTGN,RDk}$	Quantidade de gás, <del>natural</del> em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição $k$ através da <del>RNTGN</del> <u>RNTG</u> , <del>para o dia gás <math>d</math>,</del> <u>medida no ponto de saída da RNTG.</u>
$W_d^{E,RNTG,RDk} \Big _{Prod}$	<u>Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição <math>k</math> através de injeções de produtores ligados nessa rede.</u>
$W_d^{S,RNTGN,RDk} \Big _{MD}$	Quantidade de gás, <del>natural</del> em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição $k$ através da <del>RNTGN</del> <u>RNTG</u> , relativa a consumos com medição diária (MD), <del>para o dia gás <math>d</math>.</del>

⇨f) Uma vez apurada a quantidade de gás, em termos energéticos, referente ao fornecimento da rede de distribuição  $k$  através da RNTG, 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 n.º 6, sobre 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, para cada dia gás  $d$ :

$W_{i,d}^{S,RNTGN,RDk} \Big _{MND}$	Quantidade de gás, <del>natural</del> em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição $k$ através da <del>RNTGN</del> <u>RNTG</u> , 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 ~~RNTGNRNTG~~, 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 n.º 6, sobre 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 ~~RNTGNRNTG~~, 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 ~~RNDGNRNDG~~.

e)g) 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, em termos energéticos, referente ao fornecimento à rede de distribuição  $k$  através da ~~RNTG ou de produtores ligados nessa rede de distribuição~~, para o dia gás  $d$ , e a quantidade de gás, 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:

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

em que, ~~para cada dia gás  $d$ :~~

$$W_{GO,d}^{S,RNTGN,RDk}$$

Quantidade de gás, ~~natural~~ em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição  $k$  através da ~~RNTGNRNTG~~, 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 ~~RNTGNRNTG~~, ~~para o dia gás  $d$ , medida no ponto de saída da RNTG.~~

$$W_d^{E,RNTG,RDk} \Big|_{Prod}$$

Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição  $k$  através de injeções de produtores ligados nessa rede.

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

Quantidade de gás, ~~natural~~ em kWh, referente ao fornecimento da rede de MD distribuição  $k$  através da ~~RNTGNRNTG~~, relativa a consumos com medição diária (MD), ~~para o dia gás  $d$ .~~

f)h) Para efeitos de apuramento do desequilíbrio diário 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 RNTG, 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, para cada dia gás  $d$ :

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

### 3.3.2 ENVIO DE INFORMAÇÃO RELATIVA À REPARTIÇÃO FINAL

Relativamente aos consumos com medição diária (MD), os ORD deverão disponibilizar ao GTG, até às 12:00h do 3º dia útil do mês seguinte ao mês em referência ( $M+1$ ), por ponto de medição e agente de

mercado, as atualizações e/ou substituições das correções de erros de medição, leitura e de comunicação de dados à distância, anteriormente comunicadas no dia d+1 do mês (M) em causa e até 6 meses anteriores, por leituras definitivas, discriminadas por dia, e relativas aos consumos com medição diária (MD), incluindo a aplicação dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos.

Relativamente aos consumos com medição não diária (MND), os ORD deverão disponibilizar ao GTG a seguinte informação:

- a) Até às 12:00h do 3º dia útil do terceiro mês seguinte ao mês em referência (M+3), por ponto de medição e agente de mercado, os consumos com medição não diária (MND) finais provisórios referentes ao mês M com discriminação diária, obtidos segundo o apuramento de leituras estabelecido no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados;
- b) Até às 12:00h do 3º dia útil do sétimo mês seguinte ao mês em referência (M+7), por ponto de medição e agente de mercado, os consumos com medição não diária (MND) finais definitivos referentes ao mês M com discriminação diária, obtidos segundo o apuramento de leituras estabelecido no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

### 3.4 LIGAÇÕES ENTRE A RNTGNRNTG E AS INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO OU DE CONSUMO 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 RNTGNRNTG, de consumidores e produtores, relativo ao dia gás d.

Para clientes com mais do que um ponto de consumo abastecido a partir da mesma ligação à RNTGNRNTG, 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 RNTGNRNTG e os consumidores ou produtores ligados abastecidos em alta pressão, é descrito pela seguinte fórmula:

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

$$W_{i,d}^{E,RNTG,AP}|_{Prod} = \sum_n W_{i,n,d}^{E,RNTG,AP}|_{Prod}$$

em que, para cada dia gás  $d$ :

$W_{i,d}^{S,RNTG,N,AP} _{MI}$	Quantidade de gás <del>natural</del> em kWh, relativa aos consumos com medição intradiária (MI) da carteira de compensação do agente de mercado $i$ , <del>no dia gás <math>d</math></del> .
$W_{i,n,d}^{S,RNTG,N,AP} _{MI}$	Quantidade de gás <del>natural</del> em kWh, <del>medida no dia gás <math>d</math></del> , no ponto de consumo $n$ com medição intradiária (MI), integrado na carteira de compensação do agente de mercado $i$ .
$W_{i,d}^{E,RNTG,AP} _{Prod}$	<u>Quantidade de gás, em kWh, relativa às injeções de produtores ligados na RNTG da carteira de compensação do agente de mercado <math>i</math>.</u>
$W_{i,n,d}^{E,RNTG,AP} _{Prod}$	<u>Quantidade de gás, em kWh injetada na RNTG, no ponto de produção <math>n</math>, integrado na carteira de compensação do agente de mercado <math>i</math>.</u>

### 3.5 PONTO DE INTERFACE COM O ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

No ponto de ligação entre a ~~RNTG~~RNTG 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 n.º 7, sobre Nomeações, renomeações, pré-notificações, notificações de transação.

O procedimento de repartição é descrito pelas seguintes expressões:

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

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

em que, para cada dia gás  $d$ :

$W_{i,d}^{E,RNTG,N,AS}$	Quantidade de gás <del>natural</del> em kWh, referente ao fornecimento da <del>RNTG</del> RNTG através do armazenamento subterrâneo de gás <del>natural</del> , relativa ao agente de mercado $i$ , no dia gás $d$ .
$W_{i,d}^{S,RNTG,N,AS}$	Quantidade de gás <del>natural</del> em kWh, referente ao fornecimento do armazenamento subterrâneo de gás <del>natural</del> a partir da <del>RNTG</del> RNTG, relativa ao agente de mercado $i$ , <del>no dia gás <math>d</math></del> .
$W_{i,d}^{E,RNTG,N,AS,conf.}$	Quantidade de gás <del>natural</del> em kWh, confirmada ao agente de mercado $i$ para o fornecimento da <del>RNTG</del> RNTG através do armazenamento subterrâneo de gás <del>natural</del> , <del>para o dia gás <math>d</math></del> .
$W_{i,d}^{S,RNTG,N,AS,conf.}$	Quantidade de gás <del>natural</del> em kWh, confirmada ao agente de mercado $i$ para o fornecimento do armazenamento subterrâneo de gás <del>natural</del> a partir da <del>RNTG</del> RNTG, <del>para o</del>

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 ~~RNTGNRNTG~~ 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, para cada dia gás  $d$ :

$W_{GO,d}^{E,RNTGN,AS}$	Quantidade de gás <del>natural</del> em kWh <sub>2</sub> referente ao fornecimento da <del>RNTGNRNTG</del> através do armazenamento subterrâneo de gás <del>natural</del> , relativa à movimentação do gás de operação, <del>no dia gás <math>d</math></del> .
$W_d^{E,RNTGN,AS}$	Quantidade de gás <del>natural</del> em kWh <sub>2</sub> veiculada na ligação entre a <del>RNTGNRNTG</del> e o armazenamento subterrâneo de gás <del>natural</del> , <del>no dia gás <math>d</math></del> , convencionando-se que este termo é positivo caso o sentido do fluxo seja o fornecimento da <del>RNTGNRNTG</del> através da infraestrutura de armazenamento subterrâneo. Caso o fluxo seja o de injeção no armazenamento subterrâneo de gás <del>natural</del> o termo é negativo.
$W_{i,d}^{E,RNTGN,AS}$	Quantidade de gás <del>natural</del> em kWh <sub>2</sub> referente ao fornecimento da <del>RNTGNRNTG</del> através do armazenamento subterrâneo de gás <del>natural</del> , relativa ao agente de mercado $i$ , <del>no dia gás <math>d</math></del> .
$W_{i,d}^{S,RNTGN,AS}$	Quantidade de gás <del>natural</del> em kWh <sub>2</sub> referente ao fornecimento do armazenamento subterrâneo de gás <del>natural</del> a partir da <del>RNTGNRNTG</del> , relativa ao agente de mercado $i$ , <del>no dia gás <math>d</math></del> .

O termo referente à movimentação do gás de operação para fornecimento da ~~RNTGNRNTG~~ 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 ~~RNTGNRNTG~~ 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 ~~RNTGNRNTG~~ 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~~RNTG ao terminal de GNL em contra fluxo.
- c) Saída de gás ~~natural~~, através da ligação do terminal de GNL à ~~RNTGN~~RNTG.
- d) Saída de GNL, mediante o enchimento de ~~camiões~~-cisternas.
- 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~~RNTG, 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~~-CISTERNAS

As repartições nos pontos de trasfega para ~~camiões~~-cisternas 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 ORD 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, para cada dia gás d:

$W_{i,d}^{q,TGNL}$	Quantidade de gás <del>natural</del> , em termos energéticos, referente à queima de gás <del>natural</del> na tocha criogénica do terminal de GNL, atribuída ao agente de mercado <del>i, no dia d</del> .
$EI_{i,d}^{TGNL}$	Existências iniciais no terminal de GNL, em termos energéticos, do agente de mercado <del>i, no dia d</del> .
$W_d^{q,TGNL}$	Quantidade de gás <del>natural</del> , em termos energéticos, referente à queima de gás <del>natural</del> na tocha criogénica do terminal de GNL, <del>no dia d</del> .

Quando, no âmbito da realização de operações específicas não relacionadas com o aprovisionamento do ~~SNGNSNG~~ (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:

- Injeção de gás ~~natural~~ no armazenamento subterrâneo de gás ~~natural~~, a partir da ~~RNTGNRNTG~~.
- Extração de gás ~~natural~~ do armazenamento subterrâneo de gás ~~natural~~ e entrega na ~~RNTGNRNTG~~.

Os processos referidos ocorrem no ponto de ligação entre o armazenamento subterrâneo de gás ~~natural~~ e a ~~RNTGNRNTG~~, 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 ~~SNG~~SNG;
- 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 n.º 9, sobre 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, para cada dia gás  $d$ :

$EI_d$  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/RNTG

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

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

$$\begin{aligned} E_d^{RNTGN} - S_d^{RNTGN} &= W_d^{E,RNTGN,IP} + W_d^{E,RNTGN,TRAR} + W_d^{E,RNTGN,AS} + W_d^{E,RNTG,AP} - W_d^{S,RNTGN,RNDGN} \\ &\quad - W_d^{S,RNTGN,AP} \end{aligned}$$

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

em que, para cada dia gás  $d$ :

$EI_d^{RNTGN}$	Existências iniciais na <u>RNTGNRNTG</u> em kWh, <u>no dia gás <math>d</math></u> .
$EF_d^{RNTGN}$	Existências finais na <u>RNTGNRNTG</u> em kWh, <u>no dia gás <math>d</math></u> .
$E_d^{RNTGN}$	Entradas de gás <u>natural</u> na <u>RNTGNRNTG</u> em kWh, <u>no dia gás <math>d</math></u> .
$S_d^{RNTGN}$	Saídas de gás <u>natural</u> na <u>RNTGNRNTG</u> em kWh, <u>no dia gás <math>d</math></u> .
$DM_d^{RNTGN}$	Diferenças de medição na <u>RNTGNRNTG</u> em kWh, <u>no dia gás <math>d</math></u> .
$PA_d^{RNTGN}$	Perdas e autoconsumos relativos à rede de transporte em kWh, <u>apurados no dia gás <math>d</math></u> .
$C_d^{RNTGN}$	Correções relativas à rede de transporte em kWh relativas a acertos no apuramento de quantidades dos meses anteriores (balanços já fechados), <u>efetuadas no dia gás <math>d</math></u> .
$W_d^{E,RNTGN,IP}$	Quantidade de gás <u>natural</u> em kWh veiculada nas interligações, <u>no dia gás <math>d</math></u> , convencionando-se que este termo é positivo caso o sentido do fluxo seja o fornecimento da <u>RNTGNRNTG</u> 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 <u>natural</u> em kWh referente ao fornecimento da <u>RNTGNRNTG</u> através do terminal de GNL, <u>no dia gás <math>d</math></u> .
$W_d^{E,RNTGN,AS}$	Quantidade de gás <u>natural</u> em kWh veiculada na ligação entre a <u>RNTGNRNTG</u> e o armazenamento subterrâneo de gás <u>natural</u> , <u>no dia gás <math>d</math></u> , convencionando-se que este termo é positivo caso o sentido do fluxo seja o fornecimento da <u>RNTGNRNTG</u> através da infraestrutura de armazenamento subterrâneo. Caso o fluxo seja o de injeção no armazenamento subterrâneo de gás <u>natural</u> o termo é negativo.
$W_d^{E,RNTG,AP}$	<u>Quantidade de gás em kWh referente à injeção na RNTG por produtores.</u>
$W_d^{S,RNTGN,RNDGN}$	Quantidade de gás <u>natural</u> em kWh referente ao fornecimento das redes de distribuição ligadas à <u>RNTGNRNTG</u> , <u>para o dia gás <math>d</math></u> .
$W_d^{S,RNTGN,AP}$	Quantidade de gás <u>natural</u> em kWh referente ao fornecimento dos pontos de consumo com medição intradiária (MI), <u>para o dia gás <math>d</math></u> .

### 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, para cada dia gás  $d$ :

$EI_d^{TRAR}$	Existências iniciais no terminal de GNL em kWh, <del>no dia gás <math>d</math></del> .
$EF_d^{TRAR}$	Existências finais no terminal de GNL em kWh, <del>no dia gás <math>d</math></del> .
$E_d^{TRAR}$	Entradas de gás <del>natural</del> no terminal de GNL em kWh, <del>no dia gás <math>d</math></del> .
$S_d^{TRAR}$	Saídas de gás <del>natural</del> no terminal de GNL em kWh, <del>no dia gás <math>d</math></del> .
$DM_d^{TRAR}$	Diferenças de medição no terminal de GNL em kWh, <del>no dia gás <math>d</math></del> .
$PA_d^{TRAR}$	Perdas e autoconsumos relativos ao terminal de GNL em kWh, <del>apurados no dia gás <math>d</math></del> .
$C_d^{TRAR}$	Correções relativas ao terminal de GNL em kWh relativas a acertos no apuramento de quantidades dos meses anteriores (balanços já fechados), <del>efetuadas no dia gás <math>d</math></del> .
$W_d^{E,TRAR,NM}$	Quantidade de gás <del>natural</del> em kWh referente à entrada no terminal de GNL através de trasfega de GNL a partir de navio metaneiro, <del>para o dia gás <math>d</math></del> .
$W_d^{S,TRAR,NM}$	Quantidade de gás <del>natural</del> em kWh referente à saída do terminal de GNL através de trasfega de GNL para um navio metaneiro, <del>para o dia <math>d</math></del> .
$W_d^{E,RNTGN,TRAR}$	Quantidade de gás <del>natural</del> em kWh referente ao fornecimento da <del>RNTGN</del> <u>RNTG</u> através do terminal de GNL, <del>no dia gás <math>d</math></del> .
$W_d^{S,TRAR,CCK}$	Quantidade de gás <del>natural</del> em kWh referente a saída do terminal de GNL para enchimento <del>da</del> <u>o</u> <del>camião</del> <u>cisterna</u> <del><math>k</math></del> , <del>no dia gás <math>d</math></del> .

### 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, para cada dia gás  $d$ :

$EI_d^{AS}$	Existências iniciais no armazenamento subterrâneo de gás <del>natural</del> em kWh, <del>no dia gás <math>d</math></del> .
$EF_d^{AS}$	Existências finais no armazenamento subterrâneo de gás <del>natural</del> em kWh, <del>no dia gás <math>d</math></del> .
$E_d^{AS}$	Entradas de gás <del>natural</del> no armazenamento subterrâneo de gás <del>natural</del> em kWh, <del>no dia gás <math>d</math></del> .

$S_d^{AS}$	Saídas de gás <b>natural</b> no armazenamento subterrâneo de gás <b>natural</b> em kWh, <del>no dia gás d.</del>
$PA_d^{AS}$	Perdas e autoconsumos relativos ao armazenamento subterrâneo de gás <b>natural</b> em kWh, <del>apurados no dia gás d.</del>
$W_d^{E,RNTGN,AS}$	Quantidade de gás <b>natural</b> em kWh veiculada na ligação entre a <b>RNTGN,RNTG</b> e o armazenamento subterrâneo de gás <del>natural, no dia gás d.</del> , convencionando-se que este termo é positivo caso o sentido do fluxo seja o fornecimento da <b>RNTGN,RNTG</b> através da infraestrutura de armazenamento subterrâneo. Caso o fluxo seja o de injeção no armazenamento subterrâneo de gás <b>natural</b> 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, identificando os meses a que dizem respeito.

## 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 n.º 7, sobre Nomeações, renomeações, pré-notificações, notificações de transação, e o Procedimento n.º 9, sobre 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, para cada dia gás d:

$E_{i,d}^{TRAR}$	Existências iniciais no terminal de GNL em kWh do agente de mercado <i>i</i> , <u>no dia gás d</u> .
$EF_{i,d}^{TRAR}$	Existências finais no terminal de GNL em kWh do agente de mercado <i>i</i> , <u>no dia gás d</u> .
$E_{i,d}^{TRAR}$	Entradas de gás <u>natural</u> no terminal de GNL em kWh do agente de mercado <i>i</i> , <u>no dia gás d</u> .
$S_{i,d}^{TRAR}$	Saídas de gás <u>natural</u> no terminal de GNL em kWh do agente de mercado <i>i</i> , <u>no dia gás d</u> .
$Tr_{i,d}^{E,TRAR}$	Transações de aquisição de gás <u>natural</u> no terminal de GNL em kWh do agente de mercado <i>i</i> , <u>efetuadas no dia gás d</u> .
$Tr_{i,d}^{S,TRAR}$	Transações de alienação de gás <u>natural</u> no terminal de GNL em kWh do agente de mercado <i>i</i> , <u>efetuadas no dia gás d</u> .
$C_{i,d}^{TRAR}$	Correções de gás <u>natural</u> no terminal de GNL em kWh do agente de mercado <i>i</i> , referentes a acertos no apuramento de quantidades dos meses anteriores (balanços já fechados), <u>no dia gás d</u> .
$\gamma_{TRAR}$	Fator de ajustamento para perdas e autoconsumos relativo ao terminal de GNL.
$W_{i,d}^{E,TRAR,NM}$	Quantidade de gás <u>natural</u> em kWh referente à entrada no terminal de GNL através de trasfega de navio metaneiro, do agente de mercado <i>i</i> , <u>no dia gás d</u> .
$W_{i,d}^{S,RNTGN,TRAR}$	Quantidade de gás <u>natural</u> em kWh referente ao fornecimento do terminal de GNL a partir da <u>RNTGNRNTG</u> (em contra fluxo), relativa ao agente de mercado <i>i</i> , <u>no dia gás d</u> .
$W_{i,d}^{E,RNTGN,TRAR}$	Quantidade de gás <u>natural</u> em kWh referente ao fornecimento da <u>RNTGNRNTG</u> através do terminal de GNL, relativa ao agente de mercado <i>i</i> , <u>no dia gás d</u> .
$W_{i,d}^{S,TRAR,NM}$	Quantidade de gás <u>natural</u> em kWh referente à saída do terminal de GNL através de trasfega de navio metaneiro, do agente de mercado <i>i</i> , <u>no dia gás d</u> .
$W_{i,d}^{S,TRAR,CCK}$	Quantidade de gás <u>natural</u> em kWh referente à saída do terminal de GNL para enchimento <u>da de</u> <u>camião</u> cisterna <i>k</i> , do agente de mercado <i>i</i> , <u>no dia gás d</u> .
$W_{i,d}^{q,TRAR}$	Quantidade de gás <u>natural</u> em kWh referente à queima de gás na tocha criogénica do terminal de GNL, imputada ao agente de mercado <i>i</i> , <u>no dia gás d</u> . (determinado de acordo com o Procedimento n.º 9, <u>sobre</u> 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, para cada dia gás  $d$ :

$EI_{i,d}^{AS}$	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 $d$ .
$Tr_{i,d}^{S,AS}$	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 $d$ .
$\gamma_{AS}$	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 <a href="#">RNTGNRNTG</a> , 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 <a href="#">RNTGNRNTG</a> 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, [para cada dia gás  \$d\$](#)

$EF_{i,d}^{RNTIAT}$  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 n.º 9, [sobre](#) 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 [RNTGNRNTG](#)

O procedimento relativo ao balanço diário do gás de operação na [RNTGNRNTG](#) é descrito pelas seguintes relações:

$$EF_{GO,d}^{RNTGN} = EI_{GO,d}^{RNTGN} + W_{GO,d}^{E,RNTGN,IP} + W_{GO,d}^{E,RNTGN,TRAR} + W_{GO,d}^{E,RNTGN,AS} - \sum_k W_{GO,d}^{S,RNTGN,RDk} \\ - \frac{A_{GO,d}^{Coor.RNDGN}}{M} \Big|_M^{M-2} + \sum_i Des_{i,d} + Tr_{GO,d}^{E,RNTGN} - Tr_{GO,d}^{S,RNTGN}$$

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

em que, para cada dia gás d:

$EI_{GO,d}^{RNTGN}$	Existências iniciais do gás de operação na <u>RNTGNRNTG</u> em kWh, <u>no dia gás d</u> .
$EF_{GO,d}^{RNTGN}$	Existências finais do gás de operação na <u>RNTGNRNTG</u> em kWh, <u>no dia gás d</u> .
$W_{GO,d}^{E,RNTGN,IP}$	Quantidade de gás <u>natural</u> em kWh referente ao fornecimento da <u>RNTGNRNTG</u> através das interligações, relativa à movimentação do gás de operação, <u>no dia gás d</u> . <u>C</u> onsidera-se que este termo é positivo caso o sentido do fluxo seja o fornecimento da <u>RNTGNRNTG</u> através das interligações. Caso o fluxo seja o de exportação de gás <u>natural</u> o termo é negativo.
$W_{GO,d}^{E,RNTGN,TRAR}$	Quantidade de gás <u>natural</u> em kWh referente ao fornecimento da <u>RNTGNRNTG</u> através do terminal de GNL, relativa à movimentação do gás de operação, <u>no dia gás d</u> . <u>C</u> onsidera-se que este termo é positivo caso o sentido do fluxo seja o fornecimento da <u>RNTGNRNTG</u> através do terminal de GNL. Caso o fluxo seja o de entrada de gás <u>natural</u> no terminal de GNL o termo é negativo.
$W_{GO,d}^{E,RNTGN,AS}$	Quantidade de gás <u>natural</u> em kWh referente ao fornecimento da <u>RNTGNRNTG</u> através do armazenamento subterrâneo de gás <u>natural</u> , relativa à movimentação do gás de operação, <u>no dia gás d</u> . <u>C</u> onsidera-se que este termo é positivo caso o sentido do fluxo seja o fornecimento da <u>RNTGNRNTG</u> através do armazenamento subterrâneo. Caso o fluxo seja o de injeção de gás <u>natural</u> no armazenamento subterrâneo o termo é negativo.
$W_{GO,d}^{S,RNTGN,RDk}$	Quantidade de gás <u>natural</u> em kWh, referente ao fornecimento da rede de distribuição $k$ através da <u>RNTGNRNTG</u> , relativa à movimentação do gás de operação, <u>no dia gás d</u> . [ver 3.3 g) do Procedimento n.º 9, <u>sobre</u> Repartições]
$\frac{A_{GO,d}^{Coor.RNDGN}}{M} \Big _M^{M-2}$	<del>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.</del>
$Des_{i,d}$	Desequilíbrio individual do agente de mercado $i$ , <u>no dia gás d</u> .
$Tr_{GO,d}^{E,RNTGN}$	Transações para aquisição de gás de operação com entrega física no VTP, em kWh, <u>efetuadas no dia gás d</u> .
$Tr_{GO,d}^{S,RNTGN}$	Transações para alienação de gás de operação com entrega física no VTP, em kWh, <u>efetuadas no dia gás d</u> .

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 [RNTGNRNTG](#) 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 n.º 13, [sobre](#) 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:

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

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

em que, [para cada dia gás d](#):

$EI_{GO,d}^{TRAR}$	Existências iniciais do gás de operação no terminal de GNL em kWh, <a href="#">no dia gás d</a> .
$EF_{GO,d}^{TRAR}$	Existências finais do gás de operação no terminal de GNL em kWh, <a href="#">no dia gás d</a> .
$W_{GO,d}^{E,RNTGN,TRAR}$	Quantidade de gás <a href="#">natural</a> em kWh referente ao fornecimento da <a href="#">RNTGNRNTG</a> através do terminal de GNL, relativa à movimentação do gás de operação, <a href="#">no dia gás d</a> . <a href="#">C</a> - <a href="#">o</a> considera-se que este termo é positivo caso o sentido do fluxo seja o fornecimento da <a href="#">RNTGNRNTG</a> através do terminal de GNL. Caso o fluxo seja o de entrada de gás <a href="#">natural</a> no terminal de GNL o termo é negativo. <a href="#">}</a>
$Tr_{GO,d}^{E,TRAR}$	Transações para aquisição de gás de operação com entrega física no terminal de GNL, em kWh, <a href="#">efetuadas no dia gás d</a> .
$Tr_{GO,d}^{S,TRAR}$	Transações para alienação de gás de operação com entrega física no terminal de GNL, em kWh, <a href="#">efetuadas no dia gás d</a> .

O termo  $W_{GO,d}^{E,RNTGN,TRAR}$  acerta as quantidades veiculadas diariamente na interface entre a [RNTGNRNTG](#) 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:

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

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

em que, para cada dia gás d:

$EI_{GO,d}^{AS}$	Existências iniciais do gás de operação no armazenamento subterrâneo de gás natural em kWh, <del>no dia gás d</del> .
$EF_{GO,d}^{AS}$	Existências finais do gás de operação no armazenamento subterrâneo de gás natural em kWh, <del>no dia gás d</del> .
$W_{GO,d}^{E,RNTGN,AS}$	Quantidade de gás natural em kWh referente ao fornecimento da <del>RNTGN</del> RNTG através do armazenamento subterrâneo de gás natural, relativa à movimentação do gás de operação, <del>no dia gás d</del> .  [e Considera-se que este termo é positivo caso o sentido do fluxo seja o fornecimento da <del>RNTGN</del> RNTG 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, <del>efetuadas no dia gás d</del> .
$Tr_{GO,d}^{S,AS}$	Transações para alienação de gás de operação com entrega física no armazenamento subterrâneo de gás natural, em kWh, <del>efetuadas no dia gás d</del> .

O termo  $W_{GO,d}^{E,RNTGN,AS}$  acerta as quantidades veiculadas diariamente na interface entre a ~~RNTGN~~RNTG 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, para cada dia gás d

$EF_{GO,d}^{RNTIAT}$	Existências finais do gás de operação no conjunto das infraestruturas da RNTIAT em kWh, <del>no dia</del>
----------------------	---

	<u>gás d.</u>
$EF_{GO,d}^{RNTGN}$	Existências finais do gás de operação na <u>RNTGN</u> em kWh, <u>no dia gás d.</u>
$EF_{GO,d}^{TRAR}$	Existências finais do gás de operação no terminal de GNL em kWh, <u>no dia gás d.</u>
$EF_{GO,d}^{AS}$	Existências finais do gás de operação no armazenamento subterrâneo de gás <u>natural</u> em kWh, <u>no dia gás d.</u>

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 n.º 2, sobre 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, para cada dia gás d

$EF_{GO,d}^{TRAR}$	Existências finais do gás de operação no terminal de GNL em kWh, <u>no dia gás d.</u>
$EF_{GO,d}^{AS}$	Existências finais do gás de operação no armazenamento subterrâneo de gás <u>natural</u> em kWh, <u>no dia gás d.</u>
$EF_d^{TRAR}$	Existências finais no terminal de GNL em kWh, <u>no dia gás d.</u>
$EF_d^{AS}$	Existências finais no armazenamento subterrâneo de gás <u>natural</u> em kWh, <u>no dia gás d.</u>
$EF_{i,d}^{TRAR}$	Existências finais no terminal de GNL em kWh do agente de mercado <u>i</u> , <u>no dia gás d.</u>
$EF_{i,d}^{AS}$	Existências finais no armazenamento subterrâneo de gás <u>natural</u> em kWh do agente de mercado <u>i</u> , <u>no dia gás d.</u>

## 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

### 6.1 AJUSTAMENTO ÀS EXISTÊNCIAS POR EFEITO DAS DIFERENÇAS DE MEDIÇÃO

Deverá haver um ajustamento às existências dos agentes de mercado no terminal de GNL as infraestruturas da RNTIAT, se o valor das Diferenças de Medição (DM) acumuladas em cada infraestrutura desde o último ajustamento ultrapassar o valor limite de  $\pm 10\%$  das existências na infraestrutura 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 para 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.

## 6.2 AJUSTAMENTO ÀS EXISTÊNCIAS POR INSUFICIÊNCIA DE CONTRATAÇÃO DE CAPACIDADE

Se o balanço diário de existências de um agente de mercado no terminal de GNL ou no armazenamento subterrâneo for superior ao valor dos seus direitos de utilização de capacidade nessa infraestrutura, o GTG, em conjunto com o operador da infraestrutura afetada, deve proceder de acordo com o seguinte:

- a) Se, no dia gás em causa, existir capacidade disponível para fins comerciais de armazenamento na infraestrutura, o GTG faz uma atribuição de capacidade diária ao agente de mercado na quantidade necessária para resolver a desconformidade. O agente de mercado pagará a capacidade atribuída por aplicação do preço do produto intradiário de capacidade, multiplicado por um fator de penalização igual a 2 (dois).
- b) Se, no dia gás em causa, não existir capacidade disponível para fins comerciais de armazenamento na infraestrutura, o GTG deve, no período mais curto possível, colocar o gás em excesso na rede de transporte e realizar ofertas de venda desse gás no mercado organizado, na forma de ações de compensação. O agente de mercado em incumprimento pagará a capacidade de armazenamento durante o tempo que decorra até à venda das existências no mercado ou até à eliminação da insuficiência de capacidade contratada, por aplicação do preço do produto intradiário de capacidade, multiplicado por um fator de penalização igual a 2 (dois). Quando o GTG realiza a venda das existências excedentárias no mercado, atribui ao agente de mercado um crédito resultante da aplicação do Preço Marginal de Venda aplicado aos desequilíbrios, deduzido dos custos de utilização da infraestrutura para emissão de gás para a rede, no referencial intradiário.

No caso da alínea b), o GTG pode incorporar o gás em excesso face aos direitos de capacidade do agente de mercado na conta da Extensão do Gás de Operação, se não prejudicar a operação da infraestrutura e da RNTG, nem provocar alterações na conta da Extensão do Gás de Operação para além dos limites

aprovados. Nesta alternativa, o agente de mercado receberá um crédito sobre o gás incorporado pelo GTG, nos termos referidos na alínea b). A utilização das ações de compensação prevalece sobre a incorporação na Extensão do Gás de Operação.

O GTG deverá informar anualmente a ERSE sobre as incidências e a aplicação do mecanismo. Sempre que o volume de existências sem direito de utilização da infraestrutura puder prejudicar a operacionalidade das infraestruturas, a sua utilização pelos outros agentes de mercado, ou o funcionamento do mercado grossista, o GTG deve informar a ERSE de forma atempada e reavaliar a aplicação do presente mecanismo.

### **6.3 AJUSTAMENTO ÀS EXISTÊNCIAS POR VIOLAÇÃO DO NÍVEL MÍNIMO NO TERMINAL DE GNL**

Se o balanço diário de existências de um agente de mercado no terminal de GNL for inferior ao nível mínimo referido no Procedimento n.º 2, o GTG, em conjunto com o operador da infraestrutura, deve proceder no sentido de suprir o valor de existências em falta recorrendo à Extensão do Gás de Operação. Esta transferência de gás para o agente de mercado será cobrada pelo GTG, aplicando o Preço Marginal de Compra aplicado aos desequilíbrios, adicionado dos custos de utilização das infraestruturas para injeção virtual de gás no terminal de GNL em contra fluxo, a partir do VTP, no referencial intradiário.

O GTG deverá informar anualmente a ERSE sobre as incidências e a aplicação do mecanismo. Sempre que o volume de existências no terminal de GNL em violação do nível mínimo puder prejudicar a operacionalidade da infraestrutura, a sua utilização pelos outros agentes de mercado, ou o funcionamento do mercado grossista, o GTG deve informar a ERSE de forma atempada e reavaliar a aplicação do presente mecanismo.



## PROCEDIMENTO N.º 11

APURAMENTO DE ~~DESVIOS E AJUSTAMENTOS~~ 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:

~~Os desvios dos pontos de consumo com MI, abastecidos em alta pressão a partir da RNTGNRNTG, 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.~~

~~O~~ ajustamento aplicável aos consumos MND, agregados por carteira de compensação de cada agente de mercado devidamente ajustados ao referencial de saída da ~~RNTGNRNTG~~, 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 ~~SNGNSNG~~;
- Agentes de mercado.

2 ~~APURAMENTO DO DESVIO DIÁRIO 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:~~

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

em que:

$$W_{i,d}^{S,RNTGN,AP,atrib.} |_{MI}$$

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  $d$ .

$$W_{i,d}^{S,RNTGN,AP} |_{22:00,MI}^{05:00}$$

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  $i$ .

$W_{i,d}^{S,RNTGN,AP,conf.} \Big|_{05:00,MI}^{22:00}$  Quantidade de gás natural em kWh, confirmada para o intervalo de tempo entre as 22:00h e o termo do dia gás  $d$ , 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:

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

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  $i$ .

### 3.2 APURAMENTO DO AJUSTAMENTO DIÁRIO DOS CONSUMOS COM MEDIÇÃO NÃO DIÁRIA

De acordo com o Procedimento n.º 13, sobre 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 n.º 9, sobre Repartições, determina as repartições das quantidades de energia fornecidas às redes de distribuição através da ~~RNTGN~~RNTG, discriminando os consumos com MND das carteiras de compensação agentes de mercado. Assim, de acordo com 3.3 f) ~~o~~ 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~~RNTG 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 3.3 f) ~~o~~ do Procedimento n.º 9, sobre Repartições, de forma a considerar a totalidade da ~~RNDGN~~RNDG compensada a partir da ~~RNTGN~~RNTG. Aplicam-se as seguintes fórmulas:

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

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

em que, para cada dia gás  $d$ :

$$W_{i,d}^{S,RNTGN,RNDGN} |_{MND}$$

Quantidade de gás ~~natural~~ em kWh, referente ao fornecimento das redes de distribuição ligadas à ~~RNTGN~~RNTG, 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 ~~RNTGNRNTG~~, 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 ~~RNTGNRNTG~~, 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 n.º 6, [sobre](#) Prestação de informação no dia  $d-1$ , de acordo com a fórmula seguinte:

$$A_{i,d}^{Corr.MND} \Big|_{d+1}^d = W_{i,d}^{S,RNTGN,RNDGN} \Big|_{MND} - W_{i,d}^{S,RNTGN,RNDGN,atrib.} \Big|_{MND}$$

em que:

$$A_{i,d}^{Corr.MND} \Big|_{d+1}^d$$

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 ~~RNDGNRNDG~~ e a ~~RNTGNRNTG~~.

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

Quantidade de gás ~~natural~~ em kWh, referente ao fornecimento das redes de distribuição ligadas à ~~RNTGNRNTG~~, 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  $d$ .

#### **43** 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~~REVOGADO~~

#### ~~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.~~

#### ~~5~~ — 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 na RNDGN 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 ORD relativamente as quantidades veiculadas nas suas redes.~~

~~Por outro lado, os acertos nas repartições mensais da RNDGN devem também ajustar eventuais correções de erros de medição, leitura e de comunicação de dados à distância, às leituras reais relativas a consumos com medição diária, caso essas leituras tenham sido apuradas pelos ORD 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 ORD 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.

## ~~6 – COMUNICAÇÃO DOS ACERTOS ÀS REPARTIÇÕES MENSAIS NA RNDGN POR PARTE DOS ORD AO GTG~~

### ~~6.1 – APURAMENTO DOS VALORES CORRIGIDOS DAS REPARTIÇÕES MENSAIS~~

Compete aos ORD apurar os valores corrigidos das repartições mensais na RNDGN, aplicando a seguinte expressão:

$$W_{i,M}^{S,RNTGN,RDk,Corr.} = W_{i,M}^{S,RNTGN,RDk,Corr.} \Big|_{MD} + W_{i,M}^{S,RNTGN,RDk,Corr.} \Big|_{MND}$$

em que:

$W_{i,M}^{S,RNTGN,RDk,Corr.}$  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  $M$ .

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

$W_{i,M}^{S,RNTGN,RDk,Corr.} \Big|_{MND}$  Quantidade de gás natural em kWh/dia, referente ao fornecimento da rede de distribuição  $k$  através da RNTGN, referente a consumos com medição não diária (MND) integrados na carteira de compensação do agente de mercado  $i$ , corrigida para o mês  $M$ .

A repartição mensal corrigida para os consumos com medição diária (MD) de um agente de mercado corresponde à agregação das quantidades diárias atribuídas para efeitos de apuramento dos desequilíbrios diários finais, conforme estabelecido em f) de 3.3 do Procedimento n.º 9 relativo a Repartições.

$$W_{i,M}^{S,RNTGN,RDk,Corr.}|_{MD} = \sum_d W_{i,d}^{S,RNTGN,RDk}|_{MD}$$

em que:

$$W_{i,M}^{S,RNTGN,RDk,Corr.}|_{MD}$$

Quantidade de gás natural em kWh/dia, referente ao fornecimento da rede de distribuição  $k$  através da RNTGN, referente a consumos com medição diária (MD) integrados na carteira de compensação do agente de mercado  $i$ , corrigida para o mês  $M$ .

$$W_{i,d}^{S,RNTGN,RDk}|_{MD}$$

Quantidade de gás natural em kWh/dia, 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  $d$ .

A repartição mensal corrigida para os consumos com medição não diária (MND) de um agente de mercado, para o mês  $M$ , corresponde à soma de três termos, designadamente:

- A agregação das leituras reais apuradas no decurso do mês  $M$ , aplicáveis ao mês  $M$ , para os consumidores com MND. As leituras devem respeitar o estabelecido no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, em particular a metodologia de discretização diária das leituras apuradas.
- A agregação das estimativas para os consumidores com MND, aplicáveis ao mês  $M$ , sempre que não estejam disponíveis leituras reais. As estimativas a aplicar devem respeitar o estabelecido no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, privilegiando a aplicação de estimativas individualizadas por cliente.
- O somatório das correções às repartições mensais comunicadas nos cinco meses que antecedem o mês  $M$ , de  $M-5$  a  $M-1$ , sempre que o apuramento de leituras reais no mês  $M$  produza efeitos nos meses anteriores, ou seja, apuram-se as diferenças entre as quantidades estimadas e os consumos reais (obtidos em  $M$ ) para os 5 meses anteriores.

A metodologia referida é expressa da seguinte forma:

$$W_{i,M}^{S,RNTGN,RDk,Corr.}|_{MND} = \sum_n W_{i,M,n}^{S,RNTGN,RDk}(real)|_{MND} + \sum_n W_{i,M,n}^{S,RNTGN,RDk}(est.)|_{MND} + \sum_{M-5}^{M-1} Corr.M|_{MND}$$

$$W_{i,M}^{S,RNTGN,RDk,Corr.}|_{MND}$$

Quantidade de gás natural em kWh/dia, referente ao fornecimento da rede de distribuição  $k$  através da RNTGN, referente a consumos com medição não diária (MND) integrados na carteira de compensação do agente de mercado  $i$ , corrigida para o mês  $M$ .

$$W_{i,M,n}^{S,RNTGN,RDk}(real)|_{MND}$$

Quantidade de gás natural em kWh/dia, referente ao fornecimento do consumidor  $n$ , com medição não diária (MND), integrado na carteira de compensação do agente de mercado  $i$ , através da rede de distribuição  $k$ , aplicável ao mês  $M$ , apurado por leitura real do

equipamento de medição do consumidor.

$W_{i,M,n}^{S,RNTGN,RDk} (est.) \Big|_{MND}$  Quantidade de gás natural em kWh/dia, referente ao fornecimento do consumidor  $n$ , com medição não diária (MND), integrado na carteira de compensação do agente de mercado  $i$ , através da rede de distribuição  $k$ , aplicável ao mês  $M$ , apurado por estimativa.

$Corr_{-M} \Big|_{MND}$  Correção da quantidade de gás natural em kWh, aplicável à repartição mensal corrigida do mês  $M$ , tendo em conta as leituras reais dos consumos com medição não diária (MND) apurados posteriormente ao termo do mês em causa.

## 6.2 — COMUNICAÇÃO DOS VALORES CORRIGIDOS DAS REPARTIÇÕES MENSAS

Até às 12:00h do 3º dia útil do mês seguinte ao mês em referência ( $M+1$ ), os ORD deverão disponibilizar ao GTG a seguinte informação:

1. Por cadeia de medida e agente de mercado, as atualizações e/ou substituições das correções de erros de medição, leitura e de comunicação de dados à distância, 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;
2. Por GRMS, as correções às repartições mensais dos agentes de mercado ( $W_{i,M}^{S,RNTGN,RDk,Corr.}$ ), com aplicação dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos.

A comunicação das repartições mensais referidas no ponto 2 não inibe o GTG, na sua função de ERP, de solicitar aos ORD a informação adicional que considere indispensável à sua atividade, de acordo com as regras a estabelecer no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

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 ORD 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 $M$ .

## ~~7 – APURAMENTO DAS REPARTIÇÕES MENSAS NA RNDGN POR PARTE DO GTG~~

Concluído o mês  $M$ , uma vez comunicadas as repartições mensais corrigidas por parte dos ORD (conforme estabelecido no ponto 3 do presente procedimento), 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.

A agregação de consumos na RNDGN, a cargo do GTG, considera unicamente os dados que dispõe relativamente a consumos com MND e MD, os quais resultam da aplicação da metodologia estabelecida no Procedimento n.º 9 – *Repartições*, sendo que na agregação dos consumos com MD deve considerar as eventuais correções identificadas nas repartições mensais corrigidas enviadas pelos ORD.

O procedimento de apuramento das repartições mensais na RNDGN (agregação das repartições diárias) é descrito pelas seguintes expressões:

$$W_{i,M}^{S,RNTGN,RDk} = \sum_d W_{i,d}^{S,RNTGN,RDk} \Big|_{MND} + \sum_d W_{i,d}^{S,RNTGN,RDk} \Big|_{MD}$$

$$W_{i,M}^{S,RNTGN,RD} = \sum_k W_{i,d}^{S,RNTGN,RDk}$$

$$W_M^{S,RNTGN,RDk} = \sum_i W_{i,M}^{S,RNTGN,RDk}$$

$$W_M^{S,RNTGN,RD} = \sum_k W_M^{S,RNTGN,RDk}$$

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 $M$ .

## ~~8 — METODOLOGIA DE REAJUSTAMENTO DAS POSIÇÕES DOS AGENTES DE MERCADO NA ZONA DE BALANÇO (VTP)~~

~~O apuramento das repartições mensais corrigidas na RNDGN, bem como 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:

$$A_{i,d}^{Corr.RD} \Big|_{M+2}^M = \frac{W_{i,M}^{S,RNTGN,RD} - W_{i,M}^{S,RNTGN,RD,Corr.}}{N_{M+2}}$$

em que:

$$A_{i,d}^{Corr.RD} \Big|_{M+2}^M$$

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:

$$A_{GO,d}^{Corr.RD} \Big|_{M+2}^M = \frac{W_{GO,M}^{S,RNTGN,RD}}{N_{M+2}}$$

em que:

$$A_{GO,d}^{Corr.RD} \Big|_{M+2}^M$$

Ajustamento para o dia  $d$ , aplicável em todos os dias do mês  $M+2$ , relativo à movimentação do gás de operação, associado à correção da repartição mensal 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  $M+2$ .

## ~~9 – COMUNICAÇÃO DAS QUANTIDADES DE REAJUSTAMENTO REFERENTES AOS ACERTOS DAS REPARTIÇÕES MENSIS NA RNDGN~~

~~Compete aos GTG apurar as quantidades de reajustamento referentes aos acertos das repartições mensais na RNDGN.~~

~~O GTG deve detalhar as quantidades de reajustamento referentes aos acertos das 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:~~

~~$$A_{i,d}^{Corr.RNDGN} \Big|_{M+2}^M = \sum_{RD} A_{i,d}^{Corr.RD} \Big|_{M+2}^M$$~~

~~em que~~

~~$$A_{i,d}^{Corr.RNDGN} \Big|_{M+2}^M$$~~

~~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  $M$ .~~

~~$$A_{i,d}^{Corr.RD} \Big|_{M+2}^M$$~~

~~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:~~

~~$$A_{GO,d}^{Corr.RNDGN} \Big|_{M+2}^M = \sum_{RD} A_{GO,d}^{Corr.RD} \Big|_{M+2}^M$$~~

~~em que~~

~~$$A_{GO,d}^{Corr.RNDGN} \Big|_{M+2}^M$$~~

~~Ajustamento para o dia  $d$ , aplicável em todos os dias do mês  $M+2$ , relativo à movimentação do gás de operação, associado à correção das repartições mensais das redes de distribuição ligadas à RNTGN, reportada ao mês  $M$ .~~

~~$$A_{GO,d}^{Corr.RD} \Big|_{M+2}^M$$~~

~~Ajustamento para o dia  $d$ , aplicável em todos os dias do mês  $M+2$ , relativo à movimentação do gás de operação, associado 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 DESEQUILÍBRIOS 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 ~~SNG~~SNG;
- Agentes de mercado.

#### 2 PROCESSOS E CRITÉRIOS PARA O APURAMENTO DE DESEQUILÍBRIOS

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) n.º 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 ~~RNTG~~RNTG, 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~~ estimativas 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 n.º 5, sobre Serviço de flexibilidade do *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 DESEQUILÍBRIO 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* $_{i,d}$

$$= Tr_{i,d}^{E,RNTGN} + W_{i,d}^{E,RNTGN,IP} + W_{i,d}^{E,RNTGN,TRAR} + W_{i,d}^{E,RNTGN,AS} + W_{i,d}^{E,RNTG,AP} \Big|_{Prod} \\ + W_{i,d}^{E,RNTGN,RNDG} \Big|_{Prod}$$

$$Consumos_{i,d} = Tr_{i,d}^{S,RNTGN} + W_{i,d}^{S,RNTGN,IP} + W_{i,d}^{S,RNTGN,TRAR} + W_{i,d}^{S,RNTGN,AS} + (1 + \gamma_{RAP}) \\ \times \left( W_{i,d}^{S,RNTGN,RNDGN,atrib.} \Big|_{MND} + W_{i,d}^{S,RNTGN,RNDGN,atrib.} \Big|_{MD} + W_{i,d}^{S,RNTGN,AP,atrib.} \Big|_{MI} \right. \\ \left. + D_{i,d-1}^{S,RNTGN,AP} \Big|_{\substack{22:00 \\ 05:00,MI}} \right)$$

$$Ajustamentos_{i,d} = Aj_{i,d-1}^{Corr.MND} \Big|_d^{d-1} + Aj_{i,d-1}^{Corr.RNTGN} \Big|_M^{M-2}$$

em que, para cada dia gás  $d$ :

$Des_{i,d}$	Desequilíbrio individual do agente de mercado $i$ , no dia gás $d$ .
$Fornecimentos_{i,d}$	Fornecimentos à <u>RNTGNRNTG</u> do agente de mercado $i$ , no dia gás $d$ .
$Consumos_{i,d}$	Consumos da <u>RNTGNRNTG</u> 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 <u>natural</u> no VTP $_2$ em kWh $_2$ do agente de mercado $i$ , efetuadas no dia gás $d$ .
$Tr_{i,d}^{S,RNTGN}$	Transações de alienação de gás <u>natural</u> no VTP $_2$ em kWh $_2$ do agente de mercado $i$ , efetuadas no dia gás $d$ .
$W_{i,d}^{E,RNTGN,IP}$	Quantidade de gás $_2$ <u>natural</u> em kWh $_2$ referente ao fornecimento da <u>RNTGNRNTG</u> através das interligações, relativa ao agente de mercado $i$ , no dia gás $d$ .
$W_{i,d}^{S,RNTGN,IP}$	Quantidade de gás $_2$ <u>natural</u> em kWh $_2$ referente à saída da <u>RNTGNRNTG</u> 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 interligações, para o dia gás $d$ .
$W_{i,d}^{E,RNTGN,TRAR}$	Quantidade de gás natural em kWh referente ao fornecimento da RNTGN/RNTG 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/RNTG (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/RNTG 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/RNTG, relativa ao agente de mercado $i$ , no dia gás $d$ .
$W_{i,d}^{E,RNTG,AP} \Big _{Prod}$	Quantidade de gás, em kWh, referente à injeção na RNTG por produtores, relativa ao agente de mercado $i$
$W_{i,d}^{E,RNTG,RNDG} \Big _{Prod}$	Quantidade de gás, em kWh, referente ao fornecimento da RNDG por produtores, relativa ao agente de mercado $i$
$W_{i,d}^{S,RNTGN,RNDGN,atrib.} \Big _{MND}$	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 $d$ .
$D_{i,d-1}^{S,RNTGN,AP} \Big _{\substack{22:00 \\ 05:00,MI}}$	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 $i$ .
$A_{i,d-1}^{Corr,MND} \Big _d^{d-1}$	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/RNDG e a RNTGN/RNTG.
$A_{i,d-1}^{Corr,RNTGN} \Big _M^{M-2}$	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 $M-2$ .
$\gamma_{RAP}$	Fator de ajustamento para perdas e autoconsumos relativo à rede de transporte em alta pressão (AP).

#### 4 DESEQUILÍBRIO 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, para cada dia gás  $d$ :

$Des_{i,d}$	Desequilíbrio individual do agente de mercado $i$ , no dia gás $d$ .
$Fornecimentos_{i,d}$	Fornecimentos à <a href="#">RNTGNRNTG</a> do agente de mercado $i$ , no dia gás $d$ .
$Consumos_{i,d}$	Consumos da <a href="#">RNTGNRNTG</a> 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 <i>Linepack</i> subscrito pelo agente de mercado $i$ , aplicado no dia gás $d$ .
$Flex_{i,d}$	Flexibilidade de <i>Linepack</i> do agente de mercado $i$ , aplicada no dia gás $d$ .
$Flex_{i,d-1}$	Flexibilidade de <i>Linepack</i> 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 [RNTGNRNTG](#), 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  $d-1$  ( $Flex_{i,d-1}$ ), comunicada pelo GTG aos agentes de mercado no dia  $d$ , com a flexibilidade aplicada no dia gás  $d$  ( $Flex_{i,d}$ ), 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  $d$  ( $Flex_{i,d}$ ) limitada a um valor máximo ( $Flex_{i,d}^{MAX}$ ), determinado com base na metodologia de atribuição do serviço de flexibilidade do *linepack*, estabelecido no Procedimento n.º 5, sobre Serviço de flexibilidade do *linepack*.

A metodologia descrita para a determinação da flexibilidade aplicada no dia gás  $d$  ( $Flex_{i,d}$ ) traduz-se da seguinte forma:

$$\text{Mínimo: } |Des_{i,d}|$$

Sujeito a:

$$Des_{i,d} = \text{Fornecimentos}_{i,d} - \text{Consumos}_{i,d} + \text{Ajustamentos}_{i,d} + \text{Flex.Linepack}_{i,d}$$

$$\text{Flex.Linepack}_{i,d} = \text{Flex}_{i,d} + \text{Flex}_{i,d-1}$$

$$-Flex_{i,d}^{MAX} \leq \text{Flex}_{i,d} \leq Flex_{i,d}^{MAX}$$

em que, para cada dia gás  $d$ :

$Des_{i,d}$	Desequilíbrio individual do agente de mercado $i$ , <u>no dia gás <math>d</math>.</u>
$\text{Fornecimentos}_{i,d}$	Fornecimentos à <u>RNTGNRNTG</u> do agente de mercado $i$ , <u>no dia gás <math>d</math>.</u>
$\text{Consumos}_{i,d}$	Consumos da <u>RNTGNRNTG</u> do agente de mercado $i$ , <u>no dia gás <math>d</math>.</u>
$\text{Ajustamentos}_{i,d}$	Ajustamentos no VTP do agente de mercado $i$ , <u>no dia gás <math>d</math>.</u>
$\text{Flex.Linepack}_{i,d}$	Termo associado ao serviço de flexibilidade do Linepack subscrito pelo agente de mercado $i$ , aplicado no dia gás $d$ .
$\text{Flex}_{i,d}$	Flexibilidade de Linepack do agente de mercado $i$ , aplicada no dia gás $d$ .
$\text{Flex}_{i,d-1}$	Flexibilidade de Linepack do agente de mercado $i$ , aplicada no dia gás $d-1$ .
$\text{Flex}_{i,d}^{MAX}$	Flexibilidade de <u>Linepack</u> máxima aplicável nos termos do contrato de subscrição do serviço ao agente de mercado $i$ , no dia gás $d$ .

## 5 DESEQUILÍBRIO DIÁRIO ~~INICIAL E DESEQUILÍBRIO DIÁRIO FINAL~~

O desequilíbrio diário ~~inicial-final~~ 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 n.º 14, sobre Preços de desequilíbrio diários, encargos de compensação diários e processo de conciliação, levam em linha de conta os desequilíbrios diários finais.



## PROCEDIMENTO N.º 14

### PREÇOS DE DESEQUILÍBRIO DIÁRIOS, 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 [SNG/SNG](#);
- 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) n.º 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 quando os dados de consumo se tornem definitivos, 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 <del>natural</del> para entrega no VTP no dia de gás $d$ , no mercado organizado de gás <del>natural</del> .
$P_{i,d}$	Preço da transação $i$ de produtos de gás <del>natural</del> para entrega no VTP no dia de gás $d$ , expresso em €/MWh com duas casas decimais, no mercado organizado de gás <del>natural</del> .
$E_{i,d}$	Energia da transação $i$ de produtos de gás <del>natural</del> para entrega no VTP no dia de gás $d$ , expressa em MWh, no mercado organizado de gás <del>natural</del> .

Quando não existam transações de produtos de gás para entrega no VTP no dia de gás  $d$ , o  $PMP_d$  corresponderá ao preço médio ponderado do último dia de gás, dos sete dias anteriores ao dia de gás  $d$ , para o qual tenham existido transações de produtos de gás com entrega no VTP nesse dia.

Quando não existam transações de produtos de gás para entrega no VTP no dia de gás  $d$  nem em nenhum dos sete dias anteriores ao dia de gás  $d$ , o  $PMP_d$  apurar-se-á tomando em consideração o  $PMP_d$  de Espanha, apurado com as transações de produtos de gás para entrega no *Punto Virtual de Balance de Espanha* no dia de gás  $d$ , afetado do preço da capacidade atribuída por mecanismo implícito de capacidade de interligação.

A aplicação do disposto no parágrafo anterior implica que, para efeitos do apuramento do preço marginal de venda e do preço das conciliações que correspondam a aquisições de gás pelo GTG, será descontado ao  $PMP_d$  de Espanha o valor aplicado à utilização da capacidade de interligação, no mecanismo de atribuição de capacidade implícita, às saídas de Portugal e às entradas em Espanha. Para efeitos do apuramento do preço marginal de compra e do preço das conciliações que correspondam a vendas de gás pelo GTG, será adicionado ao  $PMP_d$  de Espanha o valor aplicado à utilização da capacidade de interligação, no mecanismo de atribuição de capacidade implícita, às saídas de Espanha e às entradas em Portugal.

## 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:

$$PMV_d = \text{mínimo}(PBVGTG_d; PMP_d * (1 - PA)0.975)$$

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 $d$ .
$PA$	<u>O valor do pequeno ajuste aprovado pela ERSE e que consta do anexo III ao presente Manual de Procedimentos.</u>

~~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:

$$PMC_d = \text{máximo}(PACGTG_d; PMP_d * (1 + PA)1.025)$$

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 $d$ .
$PA$	<a href="#">O valor do pequeno ajuste aprovado pela ERSE e que consta do anexo III ao presente Manual de Procedimentos.</a>

~~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~~ [aos](#) 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*  $DesL_{i,d}$ , definido no Procedimento n.º 13, [sobre](#) Apuramento de desequilíbrios diários, 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 de~~ [este](#) 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:

$$PDD_d = DesL_{i,d} * PMC_d$$

em que:

$PDD_d$	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 [de](#)

~~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~~ será utilizado o  $PMP_d$  no VTP utilizar-se-á o  ~~$PMP_a$  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  $PMP_a$ , aplicar-se-á o  $PMP_a$  do dia anterior~~ apurado nos termos do ponto 4 do presente procedimento.

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  $PMP_a$  apurado. Caso contrário, o agente de mercado em causa deve receber a diferença valorizada ao  $PMP_a$  apurado.~~

~~A conciliação financeira relativa aos consumos com medição intradiária deve seguir a seguinte fórmula:~~

$$GFD_{i,a}(MID) = - \left( D_{i,a}(MID) \Big|_{\text{definitivo}} - D_{i,a}(MID) \Big|_{d+1} \right) * PMP_a$$

~~em que:~~

<del><math>CFD_{i,d}(MID)</math></del>	<del>Conciliação financeira do agente de mercado <math>i</math> relativa aos consumos com medição intradiária do dia de gás <math>d</math>.</del>
<del><math>D_{i,d}(MID) _{\text{definitivo}}</math></del>	<del>Consumo definitivo do agente de mercado <math>i</math> no dia de gás <math>d</math>, 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.</del>
<del><math>D_{i,d}(MID) _{d+1}</math></del>	<del>Consumo do agente de mercado <math>i</math> no dia de gás <math>d</math>, relativo aos consumos com medição intradiária, apurado com base nas leituras disponíveis no dia <math>d+1</math>.</del>

#### CONSUMOS COM MEDIÇÃO INTRADIÁRIA E CONSUMOS COM MEDIÇÃO DIÁRIA

A disponibilização de novas medidas ou a correção de medidas existentes após o dia de gás  $d+1$ , relativas a consumos com medição intradiária ou com medição diária, 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.

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 intradiária ou 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:

- a) Quando se apurem consumos superiores aos que foram calculados no processo de apuramento dos desequilíbrios diários, o respetivo agente de mercado:
  - i. Que registe um desequilíbrio diário sujeito à liquidação de preços de desequilíbrio por defeito ou nulo, pagará a diferença apurada valorizada ao  $PMC_d$ ;
  - ii. 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  $PMP_d$ .
- b) Quando se apurem consumos inferiores aos que foram calculados no processo de apuramento dos desequilíbrios diários, o respetivo agente de mercado:

- i. Que registre um desequilíbrio diário sujeito à liquidação de preços de desequilíbrio por excesso ou nulo receberá a diferença apurada valorizada ao  $PMV_d$ ;
- ii. Que registre 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 [intradária e com medição](#) diária deve [ocorrer em M+1 e, mensalmente, sempre que exista uma atualização dos dados de consumo, até que dados de consumo se tornem definitivos. O resultado final da conciliação para cada dia d deve corresponder à seguir](#) as seguintes fórmulas:

$$\text{Se } DesL_{i,d} \leq 0 \\ \text{e } D_{i,d}(MD)|_{\text{definitivo}} - D_{i,d}(MD)|_{d+1} + D_{i,d}(MI)|_{\text{definitivo}} - D_{i,d}(MI)|_{d+1} > 0$$

$$\text{Então } CFD_{i,d}(MD \text{ e } MI) \\ = - \left( D_{i,d}(MD)|_{\text{definitivo}} - D_{i,d}(MD)|_{d+1} + D_{i,d}(MI)|_{\text{definitivo}} - D_{i,d}(MI)|_{d+1} \right) \\ * PMC_d$$

$$\text{Se } DesL_{i,d} \geq 0 \text{ e } D_{i,d}(MD)|_{\text{definitivo}} - D_{i,d}(MD)|_{d+1} + D_{i,d}(MI)|_{\text{definitivo}} - D_{i,d}(MI)|_{d+1} < 0$$

$$\text{Então } CFD_{i,d}(MD \text{ e } MI) \\ = - \left( D_{i,d}(MD)|_{\text{definitivo}} - D_{i,d}(MD)|_{d+1} + D_{i,d}(MI)|_{\text{definitivo}} - D_{i,d}(MI)|_{d+1} \right) \\ * PMV_d$$

em que:

$CFD_{i,d}(MD \text{ e } MI)$  Conciliação financeira do agente de mercado  $i$  relativa aos consumos com medição [intradária ou 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](#).

$D_{i,d}(MD)|_{d+1}$  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  $d+1$

$D_{i,d}(MI)|_{\text{definitivo}}$  [Consumo definitivo do agente de mercado  \$i\$  no dia de gás  \$d\$ , relativo aos consumos com medição intradária, apurado de acordo com o previsto no Guia de Medição, Leitura e](#)

Disponibilização de Dados. $D_{i,d}(MI)|_{d+1}$ 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  $d+1$ Se  $DesL_{i,d} \leq 0$ 

$$e D_{i,d}(MD)|_{definitivo} - D_{i,d}(MD)|_{d+1} + D_{i,d}(MI)|_{definitivo} - D_{i,d}(MI)|_{d+1} < 0$$

E se  $|DesL_{i,d}| \geq |D_{i,d}(MD)|_{definitivo} - D_{i,d}(MD)|_{d+1} + D_{i,d}(MI)|_{definitivo} - D_{i,d}(MI)|_{d+1}|$ Então  $CFD_{i,d}(MD \text{ e } MI)$ 

$$= -\left(D_{i,d}(MD)|_{definitivo} - D_{i,d}(MD)|_{d+1} + D_{i,d}(MI)|_{definitivo} - D_{i,d}(MI)|_{d+1}\right) \\ * PMC_d$$

Caso contrário

 $CFD_{i,d}(MD \text{ e } MI)$ 

$$= -DesL_{i,d} * PMC_d \\ + \left(D_{i,d}(MD)|_{definitivo} - D_{i,d}(MD)|_{d+1} + D_{i,d}(MI)|_{definitivo} - D_{i,d}(MI)|_{d+1} \right. \\ \left. - DesL_{i,d} + \frac{D_{i,d}(MD)|_{definitivo} - D_{i,d}(MD)|_{d+1}}{DesL_{i,d}} + \frac{D_{i,d}(MI)|_{definitivo} - D_{i,d}(MI)|_{d+1}}{DesL_{i,d}}\right) * PMP_d$$

Finalmente, se

 $DesL_{i,d} \geq 0$ 

$$e D_{i,d}(MD)|_{definitivo} - D_{i,d}(MD)|_{d+1} + D_{i,d}(MI)|_{definitivo} - D_{i,d}(MI)|_{d+1} > 0$$

E se  $|DesL_{i,d}| \geq |D_{i,d}(MD)|_{definitivo} - D_{i,d}(MD)|_{d+1} + D_{i,d}(MI)|_{definitivo} - D_{i,d}(MI)|_{d+1}|$ Então  $CFD_{i,d}(MD \text{ e } MI)$ 

$$= -\left(D_{i,d}(MD)|_{definitivo} - D_{i,d}(MD)|_{d+1} + D_{i,d}(MI)|_{definitivo} - D_{i,d}(MI)|_{d+1}\right) \\ * PMV_d$$

Caso contrário

 $CFD_{i,d}(MD \text{ e } MI)$ 

$$= -DesL_{i,d} * PMV_d \\ - \left(D_{i,d}(MD)|_{definitivo} - D_{i,d}(MD)|_{d+1} + D_{i,d}(MI)|_{definitivo} - D_{i,d}(MI)|_{d+1} \right. \\ \left. - DesL_{i,d}\right) * PMP_d$$

CONSUMOS COM MEDIÇÃO NÃO DIÁRIA

A disponibilização de novas medidas ou a correção de medidas existentes após o dia de gás  $d+1$  não são tidas 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 não diária 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 não diária será feita em dois momentos: M+3 e após os consumos se tornarem definitivos. No primeiro momento são conciliadas as diferenças entre os consumos discriminados agregados provisórios e os consumos discriminados agregados estimados, ambos relativos aos consumos com medição não diária. No segundo momento são conciliadas as diferenças entre os consumos discriminados agregados definitivos e os consumos discriminados agregados provisórios, ambos relativos aos consumos com medição não diária. O resultado final da conciliação deve corresponder à seguinte fórmula:

$$CFD_{i,d}(MND) = - \left( D_{i,d}(MND) \Big|_{\text{definitivo}} - D_{i,d}(MND) \Big|_{d+1} \right) * PMP_d$$

em que:

$CFD_{i,d}(MND)$	<u>Conciliação financeira do agente de mercado <math>i</math> relativa aos consumos com medição não diária do dia de gás <math>d</math>.</u>
$D_{i,d}(MND) \Big _{\text{definitivo}}$	<u>Consumo discriminado do agente de mercado <math>i</math> no dia de gás <math>d</math>, relativo aos consumos com medição não diária, apurado de acordo com o previsto no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.</u>
$D_{i,d}(MND) \Big _{d+1}$	<u>Consumo discriminado agregado estimado do agente de mercado <math>i</math> no dia de gás <math>d</math>, relativo aos consumos com medição não diária, apurado como a soma da previsão de consumo das carteiras de compensação dos agentes de mercado realizada no dia <math>d-1</math> e a soma do ajustamento diário dos consumos com medição não diária apurado no dia <math>d+1</math>.</u>

## 9 PROCESSO DE LIQUIDAÇÃO

A liquidação e faturação dos encargos de compensação dos pagamentos e recebimentos relativos à conciliação são detalhados no Procedimento n.º 18, [sobre Pagamento, recebimentos, garantias e incumprimentos de pagamentos](#).

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 de~~ [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 e os relativos às ações de compensação realizadas pelo GTG.

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, 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 [SNG](#);SNG;
- 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, 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 operacional da [RNTG NRNTG](#), em tempo real, é concretizada pelo GTG mediante a utilização 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 [RNTG NRNTG](#):

- 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 de imediato repercutidos no balanço de Gás de Operação;
- [As conciliações apuradas nos termos do](#) Procedimento n.º 14;
- 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;
- 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 [RNTG NRNTG](#)

O GTG deverá apurar os encargos de neutralidade em cada dia gás agregando, para cada mês, os custos e receitas associadas à atividade de compensação da [RNTG NRNTG](#), mencionados no ponto 3 do presente procedimento.

O apuramento dos encargos de neutralidade é realizado em base diária, devendo o GTG cobrar ou pagar aos agentes de mercado, os referidos encargos, por rateio dos fornecimentos (entradas) e consumos (saídas) da [RNTG NRNTG](#), determinados nos termos do Procedimento n.º 13, agregando para cada mês de faturação os correspondentes valores diários, de acordo com a seguinte fórmula:

$$EN_{i,M} = \sum_d \frac{Fornecimentos_{i,d} + Consumos_{i,d}}{\sum_j Fornecimentos_{j,d} + Consumos_{j,d}} \times EN_d$$

em que:

$EN_{i,M}$	Encargos de neutralidade aplicáveis ao agente de mercado $i$ , no mês $M$ .
$EN_d$	Encargos de neutralidade aplicáveis no dia $d$ .
$Fornecimentos_{i,d}$	Fornecimentos à <del>RNTGN</del> RNTG do agente de mercado $i$ , no dia gás $d$ , nos termos do Procedimento n.º 13.
$Consumos_{i,d}$	Consumos da <del>RNTGN</del> RNTG do agente de mercado $i$ , no dia gás $d$ , nos termos do Procedimento n.º 13.

Os encargos de neutralidade são apurados diariamente pelo GTG, devendo ser faturados ~~mensalmente aos agentes de mercado na primeira semana do mês seguinte àquele a que faturação dos encargos diz respeito~~ com a periodicidade estabelecida no Procedimento n.º 18.

A faturação emitida pelo GTG deverá ser permitir a compreensão e o cálculo de todos os valores faturados aos agentes de mercado, devendo identificar, entre outros elementos, o custo por tipo de rúbrica de custo ou receita e demais elementos à completa identificação dos custos apresentados.



## 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 MPAl, 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 MPAl.

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 DUC contratados à REN mantém-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 DUC 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 ~~SNGNSNG~~, 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 ~~SNGNSNG~~. 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:

- a) Intercâmbio no VTP, com efeitos nos fornecimentos e/ou consumos (na ~~RNTGNRNTG~~) dos agentes de mercado intervenientes na transação;
- b) Intercâmbio no AS com efeito nas existências individuais na referida infraestrutura dos agentes de mercado intervenientes na transação; e
- c) Intercâmbio no TGNL, com efeito nas existências individuais na referida infraestrutura dos agentes de mercado intervenientes na transação.

Podem ser estabelecidos contratos bilaterais entre ~~dois as entidades referidas no art.º 147.º do RRC,~~ ~~constituídas como~~ agentes de mercado no ~~SNGNSNG~~.

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 na [Divisão do RRC relativa à contratação bilateral](#), e [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.

### NOTIFICAÇÕES DE INTERCÂMBIO

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, as notificações de intercâmbio relativas a cada transação que pretendam concretizar.

Num horizonte de tempo que se inicia no dia anterior ao dia gás ( $d-1$ ) e que termina às 02:00h do dia gás  $d$ , 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 intercâmbio para o 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, as notificações ocorram no período de renomeação, tendo ~~as notificações~~ efeitos no próprio dia gás  $d$ , em que 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 [RNTGNRNTG](#) 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 [RNTGNRNTG](#) 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 E INCUMPRIMENTOS DE PAGAMENTOS

#### 1 ~~PROCEDIMENTOS GERAIS~~ OBJETIVO E ÂMBITO

O presente procedimento tem como objetivo estabelecer os princípios e as regras que devem reger os processos relativos à liquidação, faturação, pagamentos, recebimentos, garantias e a incumprimentos de pagamentos relativos aos contratos celebrados entre os agentes de mercado e o GTG.

Exclui-se do âmbito do presente procedimento a atividade de gestão de garantias, a gestão de riscos e de prestação de garantias, bem como a atividade e procedimentos a observar pelo gestor integrado de garantias, que são objeto de regulamentação própria.

#### 12 PROCEDIMENTOS GERAIS

##### 1.12.1 LIQUIDAÇÃO E FATURAÇÃO

A liquidação e a faturação dos encargos:

- a) Associados ao contrato de adesão à Gestão Técnica Global do SNG, tem uma periodicidade semanal;
- b) Relativos a DUC primários e à utilização por infraestrutura do SNG, tem uma periodicidade mensal.

O GTG, para realizar a liquidação ~~mensal~~ referida no presente Manual de Procedimentos, comunicará aos agentes de mercado do ~~SNG~~SNG, 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:

a) Até ao segundo dia útil da semana, para as liquidações dos encargos associados ao contrato de adesão à Gestão Técnica Global do SNG;

b) Por pelo menos 5 (cinco) dias úteis antes da data de pagamento, para os restantes encargos.

Os encargos relativos a conciliações e a encargos de neutralidade são apurados uma vez por mês e incluídos na liquidação da terceira semana de cada mês.

O GTG deve divulgar antes do início de cada ano civil o calendário de liquidações com as datas de emissão das notas de liquidação, datas de pagamento e datas de recebimento.

#### 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 DUC primários, quando aplicáveis;
- c) Encargos relativos à utilização por infraestrutura do ~~SNG~~SNG, quando aplicáveis;
- ~~d) Encargos relativos a penalidades por infraestrutura, quando aplicáveis;~~
- ~~e)~~d) Encargos de compensação, quando aplicáveis;
- ~~f)~~e) Encargos relativos ao processo de conciliação, quando aplicáveis;
- f) Encargos de neutralidade;
- g) Encargos relativos à subscrição do serviço de flexibilidade do linepack;
- h) Informação sobre o IVA, quando aplicável;
- i) Total a pagar ou a receber.

#### 1.2.2.2 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.

A data dos pagamentos relativos aos encargos associados ao Contrato de Adesão à Gestão Técnica Global do SNG corresponde ao segundo dia útil seguinte à data de divulgação da nota de liquidação.

### **1.32.3 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.

A data dos recebimentos relativos aos encargos associados ao Contrato de Adesão à Gestão Técnica Global do SNG corresponde ao terceiro dia útil seguinte à data de divulgação da nota de liquidação.

### **1.42.4 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~~.

### **1.52.5 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 notifica o gestor integrado de garantias, para efeitos de ~~poderá desencadear imediatamente a execução das garantias constituídas, conforme estabelecido no ponto do presente Procedimento;~~

- b) Enquanto o pagamento não estiver totalmente realizado, o agente de mercado é considerado em mora e, sobre as quantias em dívida incidirão juros calculados nos termos especificados no ponto 4.3 do presente Procedimento.

## **23** PROCEDIMENTOS RELATIVOS ÀS GARANTIAS

### **2.1** CONSTITUIÇÃO DE GARANTIAS

Os agentes de mercado devem prestar, nos termos da regulamentação aplicável, ~~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, a sua cobertura e a espécie de garantias que pode ser utilizada são objeto de regulamentação própria relativa à gestão integrada de garantias, ~~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.~~

~~Até à entrada em vigor da referida regulamentação relativa à gestão integrada de garantias aplicam-se, com exceção do período de risco, os procedimentos relativos às garantias previstos no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN aprovado pela Diretiva n.º 18/2016, de 27 de outubro.~~

~~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 bem como a prestação~~ insuficiente ou inadequada, ou ~~pela a~~ 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 RESPECTIVA 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.

## **4 PROCEDIMENTOS RELATIVOS ÀS GARANTIAS**

### **2.74.1 CRITÉRIOS DE ATUAÇÃO EM CASO DE INCUMPRIMENTOS DE PAGAMENTO**

~~Em caso de~~ Sempre que algum agente de mercado entrar em incumprimento das suas obrigações de pagamento, decorrentes das suas transações na RNTIAT, o GTG notifica o gestor integrado de garantias,

para que este, nos termos da regulamentação aplicável, ~~desencadeie~~ a execução, com a máxima diligência e com a maior brevidade das garantias constituídas ~~a favor dos operadores das infraestruturas da RNTIAT.~~

Quando se verifique, por parte de um agente de mercado, um incumprimento do pagamento de uma fatura emitida no âmbito do Contrato de Adesão procede-se à mobilização de recursos disponíveis para obviar a esse incumprimento, de acordo com a seguinte prioridade:

- a) Notificação ao gestor integrado de garantias para a execução das garantias prestadas, nos termos da regulamentação aplicável;
- b) Utilização das receitas de vendas retidas nas plataformas de negociação e câmaras de compensação que realizem notificações ao GTG, de forma proporcional ao valor dos montantes retidos em cada plataforma ou câmara de compensação;
- c) Valorização do montante de existências comunicado pelo agente de mercado e cativado nos termos do Procedimento n.º 22 e do Procedimento n.º 23.

A valorização das existências, nos termos da alínea c) do parágrafo anterior, é feita no dia útil seguinte à data da execução da garantia através de:

- a) Venda pelo GTG dessas existências no VTP através do mercado organizado;
- b) Integração dessas existências em gás de operação, valorizadas ao preço de referência desse dia gás, quando, por razões operativas, não seja oportuno realizar essa venda.

Quando as existências de gás cativadas nos termos dos Procedimentos n.º 22 e 23, se encontrem constituídas no Terminal de GNL ou no Armazenamento Subterrâneo, deve ser deduzida à valorização prevista no parágrafo anterior, o valor relativo às tarifas de acesso às infraestruturas que sejam aplicáveis.

~~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.~~

#### **4.2 VENDA E VALORIZAÇÃO DAS EXISTÊNCIAS DE GÁS -EM CASO DE CESSAÇÃO DO CONTRATO DE ADESÃO**

Nas situações em que ocorra a cessação de um contrato de adesão à Gestão Técnica Global do SNG, por incumprimento do agente de mercado, e este tenha existências de gás no TGNL ou no AS, o GTG procede, no dia útil seguinte à data da cessação:

- a) À venda dessas existências no VTP através do mercado organizado;
- b) À integração dessas existências em gás de operação, valorizadas ao preço de referência desse dia gás, quando, por razões operativas, não seja oportuno realizar essa venda.

Nas situações em que ocorra a cessação de um contrato de adesão à Gestão Técnica Global e este tenha existência de gás numa Unidade Autónoma de Gás associadas a uma rede de distribuição local, estas são entregues ao respetivo CURR, sendo valorizadas ao preço de referência no dia útil seguinte à cessação.

As receitas obtidas pela venda das existências ou pela sua valorização nos termos dos parágrafos anteriores, constituem receitas do SNG que são utilizadas, por decisão da ERSE, para a regularização de dívidas relativas a incumprimentos do Contrato de Adesão, dos contratos de uso das redes e dos contratos de uso das infraestruturas.

#### **2.84.3 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.

#### **2.94.4 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~~ seja possível regularizar através dos meios previstos no presente Procedimento, o GTG ou os operadores das infraestruturas da RNTIAT em causa, consoante o caso, 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 [SNG](#).

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 Procedimento n.º 11 ~~e n.º 12~~;
- 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 ~~SNG~~SNG. Para tal, o GTG deve recorrer aos meios e equipamento descritos no ponto 3 do presente procedimento.

A informação deve ser disponibilizada aos agentes de mercado ou ao mercado em geral, consoante o caso, através de meios eletrónicos, usando formatos transparentes e plataformas aptas para recolha e processamento automático dos dados. A informação deve ser disponibilizada, pelo menos, em língua portuguesa e inglesa.

O GTG deve ainda prestar informação através das plataformas eletrónicas europeias de transparência sobre as redes de transporte interligadas.

### 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 ~~SNG~~SNG, deve ser objeto de registo e de divulgação.

Em termos de caracterização da operação real do ~~SNG~~SNG, o GTG deve publicar a seguinte informação na sua página da *internet*:

a) Desencadeamento de ações de balanço na plataforma de negociação;

~~a)~~b) Consumo agregado da ~~RNTGN~~RNTG, real e previsto, com discriminação horária;

~~b)~~c) Fluxos de gás ~~natural~~ nos pontos de ligação da ~~RNTGN~~RNTG com as restantes infraestruturas da RNTIAT e com as redes interligadas, com uma discriminação horária;

d) Programa de operação das infraestruturas da RNTIAT;

~~e)~~e) Existências totais de gás ~~natural~~ no ~~SNG~~SNG, com discriminação diária;

~~f)~~f) Movimentação do Gás de Operação pelo GTG;

~~e)g)~~ Capacidade utilizada nos diversos pontos de ligação à ~~RNTGN~~RNTG;

~~f)h)~~ Condicionalismos técnicos de operação;

~~g)i)~~ Incidentes com impacto para os utilizadores em qualquer uma das infraestruturas da RNTIAT;

~~i)~~ Entrada em serviço de novas instalações da RNTIAT (integrado no anúncio de capacidade);

~~k)~~ Existências ao início de cada dia gás e a previsão de valor de existências para o final do dia.

As alíneas a) ~~a d)e-b)~~ devem ser atualizadas diariamente, e as alíneas ~~e) a i)e-a-h)~~ mensalmente. A alínea k) deve ser atualizada em base horária.

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 ~~SNGNSNG~~ 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 ~~SNGNSNG~~ relacionadas com o balanço físico (diário, mensal) em cada uma das suas infraestruturas;
- c) A informação enviada pelos operadores das infraestruturas do ~~SNGNSNG~~ relacionadas com o balanço comercial (diário e mensal) por agente de mercado;
- d) A informação enviada pelos operadores das infraestruturas do ~~SNGNSNG~~ 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 [RNTGNRNTG](#) 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) DUC 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 [RNTGNRNTG](#), assim como disponibilizadas, com uma resolução horária, todos os dados necessários à gestão do [SNGNSNG](#), 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, da 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 conseqüentemente, 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 [SNG\SNG](#) 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 [SNG\SNG](#), 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 [SNGSNG](#) 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 ~~SNG~~SNG

#### 1 ~~OBJETO E ÂMBITO~~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 ~~SNG~~SNG.

O grupo de trabalho terá como objetivo contribuir para o aprofundamento das matérias de regulação e regulamentação do funcionamento do ~~SNG~~SNG, 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 ~~SNG~~SNG 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

### DISPONIBILIZAÇÃO E ENVIO DE INFORMAÇÃO À ERSE

#### 1 ÂMBITO

O presente procedimento tem como objetivo identificar a informação que deve ser enviada-disponibilizada pelo GTG à ERSE no âmbito da sua atividade de Gestão Técnica Global do SNGSNG, em complemento da informação disponibilizada ao mercado através do site do operador, bem como a periodicidade e os prazos de envio aplicáveis.

#### 2 FORMATOS E MEIOS DE DISPONIBILIZAÇÃO DA INFORMAÇÃO

A informação a disponibilizar à ERSE deve ser apresentada por meios eletrónicos, segundo formatos definidos entre a ERSE e o GTG, e podendo recorrer a plataformas eletrónicas de partilha de informação que permitam o tratamento automático de dados.

A informação que seja publicada no sítio de internet do operador, acessível ao mercado, considera-se disponibilizada à ERSE desde que identifique a respetiva data de publicação.

#### 2.3 INFORMAÇÃO A ENVIAR ANUALMENTE

O Gestor Técnico Global do SNGSNG deve enviar anualmente informação à ERSE, para cada ano gás, 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);~~
- a) Relatório sobre o processo de atribuição de capacidade para reservas de segurança no processo anual e o valor das capacidades afetas a reservas de segurança por agente de mercado;

- a) Proposta para a quantidade de Gás de Operação do GTG e para a respetiva Extensão;
- b) Proposta para o preço e capacidade disponível para o serviço de flexibilidade do *linepack*;
- ~~e) Plano Anual de manutenção das Infraestruturas da RNTIAT;~~
- ~~d)c)~~ Relatório de monitorização do funcionamento do SNGNSNG, incluindo os dados físicos individualizados por agente de mercado sobre a compensação da RNTGNRNTG, terminal de GNL e armazenamento subterrâneo, relativo ao ano gás anterior;
- d) Relatório de balanço do Gás de operação, incluindo a caracterização física e financeira das ações de compensação, relativo ao ano gás anterior;
- e) Relatório sobre compensação e encargos de neutralidade referido na secção do ROI sobre a neutralidade.

A informação referida deve ser disponibilizada até 1 de março, salvo para a alínea a) que deve ser disponibilizada até 1 mês após o processo de atribuição anual de capacidade. 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.

### **34 INFORMAÇÃO A ENVIAR TRIMESTRALMENTE**

O Gestor Técnico Global do SNGNSNG deve enviar trimestralmente informação à ERSE, com detalhe diário quando aplicável, 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);~~
- ~~a) Capacidade Trimestral atribuída em cada infraestrutura, a cada agente de mercado, no processo trimestral de atribuição de capacidade (DUC trimestral);~~
- ~~b)f)~~ Capacidade agregada por infraestrutura, em cada dia, por agente de mercado, resultante do somatório dos DUC atribuídos, ou negociados em sede de mercado secundário;
- ~~e)g)~~ Nomeações e renomeações, por ponto relevante e por agente de mercado;
- ~~d)h)~~ Repartições diárias por agente de mercado, por infraestrutura, incluindo as redes de distribuição abastecidas por UAG (individualizadas das restantes);
- ~~e)i)~~ Balanço individual de cada agente de mercado por infraestrutura, resultante do processo diário e processo mensal;

- f)j) Balanço físico por infraestrutura;
- g)k) Encargos de compensação diária por agente de mercado;
- h)l) Valor mensal dos encargos de neutralidade liquidados, por agente de mercado e devoluções à tarifa;
- i)m) Encargos relativos ao processo de conciliação, por agente de mercado;
- n) Movimentação do Gás de Operação e da Extensão do Gás de Operação pelo GTG, incluindo as ações de balanço e utilizações dos serviços de compensação.
- o) Capacidade disponível no VIP para atribuição através de mecanismos implícitos para cada dia de gás d:
- p) Capacidade total atribuída no VIP através de mecanismos de atribuição implícita para e cada dia de gás:

Esta informação deve ser enviada à ERSE até ao dia 15 do 2º mês de cada trimestre e relativa ao trimestre anterior.

## 5 INFORMAÇÃO A ENVIAR MENSALMENTE

O Gestor Técnico Global do SNG deve disponibilizar mensalmente informação à ERSE, com detalhe diário quando aplicável, nomeadamente sobre as seguintes matérias que lhe sejam aplicáveis:

- a) Operações de compra e de venda de produtos de título em que o GTG esteja envolvido em cada dia de gás, com discriminação de preços e de quantidades;
- b) Desequilíbrios diários individuais e, quando aplicável, desequilíbrios diários com subscrição de flexibilidade do *linepack*;
- c) Notificações de transação, por ponto relevante e por agente de mercado.
- d) 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;
- e) Valores diários das quantidades de gás em kWh, atribuída aos consumos com medição não diária (MND), por agente de mercado, em cada dia de gás.

Esta informação deve ser enviada à ERSE até ao dia 15 do mês seguinte.

- ~~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.~~

#### ~~4 – 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;~~
- ~~a) Capacidade disponível para fins comerciais agregada por infraestrutura, em cada dia;~~
- ~~b) 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;~~
- ~~c) Nomeações e renomeações, por ponto relevante, por agente de mercado, em cada dia;~~
- ~~d) Balanço comercial de cada agente de mercado por infraestrutura;~~
- ~~e) Balanço físico por infraestrutura;~~
- ~~f) 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;~~
- ~~g) Diagrama do consumo agregado da RNTGN, real e previsto, com discriminação horária;~~
- ~~h) 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;~~
- ~~i) Desequilíbrios diários individuais e, quando aplicável, desequilíbrios diários com subscrição de flexibilidade do *linepack*;~~
- ~~j) Preços marginais de venda, Preços marginais de compra e Preços médios ponderados para cada dia de gás;~~
- ~~k) Valores diários dos Desvios e Ajustamentos, definidos no , por agente de mercado;~~
- ~~l) a) Capacidade disponível no VIP para atribuição através de mecanismos implícitos para o dia de gás *d*;~~
- ~~m) Capacidade total atribuída no VIP através de mecanismos de atribuição implícita para o dia de gás *d*;~~
- ~~n) 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.~~

## **56** OUTRA INFORMAÇÃO A ENVIAR

O Gestor Técnico Global do [SNG](#) deve enviar à ERSE qualquer outra informação para além da descrita nos pontos [32](#) ~~ae~~ [53](#) relativas a:

- a) Condicionaisismos 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

[e\)](#) Outra informação solicitada pela ERSE para efeitos de supervisão da operação da RNTIAT.

## PROCEDIMENTO N.º 22

### AUTORIZAÇÃO PARA TRANSAÇÕES EM PLATAFORMA DE NEGOCIAÇÃO OU CÂMARAS DE COMPENSAÇÃO QUE REALIZEM NOTIFICAÇÕES AO GTG

#### 1 ÂMBITO

O presente procedimento define as regras para a autorização dos agentes de mercado pelo GTG para transacionarem na plataforma de negociação do MIBGAS, S. A. e noutras plataformas ou câmaras de compensação que realizem notificações de transações ao GTG.

#### 2 COMUNICAÇÃO ENTRE GTG E O OPERADOR DA PLATAFORMA DE NEGOCIAÇÃO E CÂMARAS DE COMPENSAÇÃO

O GTG deve comunicar ao operador da plataforma de negociação e câmara de compensação que realizem notificações ao GTG, antes do início de cada dia de negociação, a lista de agentes de mercado que se encontram autorizados a realizar transações na plataforma de negociação.

A comunicação a que se refere o parágrafo anterior pode incluir autorizações parciais de realização de transações, que têm por consequência que o agente de mercado apenas pode realizar em mercado transações de compra.

O GTG deve comunicar ao operador da plataforma de negociação e câmaras de compensação que realizem notificações ao GTG, os dias gás para os quais as receitas de transações de venda retidas, no âmbito ponto seguinte, podem ser liberadas.

#### 3 RETENÇÃO DAS RECEITAS DE TRANSAÇÕES DE VENDA

O operador da plataforma de negociação ou câmaras de compensação que realizem notificações ao GTG, retêm as receitas das transações de venda por si liquidadas, até que o GTG lhes comunique a liberação dessas receitas, nos termos previstos no ponto 6 do presente procedimento

#### 4 APURAMENTO DA POSIÇÃO DO AGENTE DE MERCADO

O GTG deve avaliar, antes do início da negociação, a posição de cada agente de mercado que esteja registado para atuar na plataforma de negociação, de acordo com o seguinte:

- a) Cálculo e valorização dos desequilíbrios dos dias anteriores, bem como de outros encargos apurados nos termos do contrato de adesão à Gestão Técnica Global do SNG, que ainda não tenham sido liquidados ou pagos;
- b) Cálculo e valorização da posição do agente, para os dias gás para os quais já não é possível realizar nomeações ou renomeações e para os quais ainda não foi apurado desequilíbrio, com a informação de nomeações de entrada e de saída na RNTG, de transações no VTP e, quando aplicável, com uma estimativa de desequilíbrios baseado no histórico de desequilíbrios do agente de mercado;
- c) Cálculo e valorização da posição do agente para os dias gás para os quais ainda será possível realizar nomeações ou renomeações, com exceção dos produtos com horizonte igual ou superior ao Resto de Mês.

Para efeitos da alínea b) do parágrafo anterior, entende -se por posição do agente num determinado dia gás, a diferença entre o saldo de entradas na RNTG nesse dia, resultante de todas as nomeações de entrada e saída do agente de mercado na RNTG, e o saldo vendedor do agente de mercado no VTP para esse dia gás, resultante de todas as vendas e compras do agente de mercado nesse dia gás, adicionada da estimativa de desequilíbrios do agente de mercado.

A estimativa de desequilíbrios a que se refere o parágrafo anterior corresponde, para cada dia gás, à média diária dos desequilíbrios que ainda não tenham sido liquidados ou pagos, assumindo um valor zero quando o saldo global dos desequilíbrios nesse período seja no sentido de desequilíbrios por excesso.

Para efeitos da alínea c), entende-se por posição do agente em cada dia gás o saldo vendedor na plataforma de negociação nesse dia gás.

## **5 VALORIZAÇÃO DA POSIÇÃO DO AGENTE DE MERCADO**

Para efeitos da valorização prevista no ponto anterior, os desequilíbrios e as posições dos agentes são valorizadas tendo em conta os preços marginais de compra ou de venda para cada dia gás, apurados nos termos do Procedimento n.º 14, sem prejuízo do disposto nos parágrafos seguintes.

Para os dias gás com entrega no dia seguinte ou em data posterior, utilizam--se os últimos preços marginais disponíveis.

Para efeitos da alínea c) do ponto anterior, em cada dia gás, as posições de cada agente são valorizadas de acordo com a seguinte regra:

- a) Se o agente de mercado regista vendas associadas a desequilíbrios, a valorização é feita ao último preço marginal de compra disponível, apurado nos termos do MPGTG;
- b) Se o agente de mercado não regista vendas associadas a desequilíbrios, a valorização é feita a 20 % do último preço marginal de compra disponível, apurado nos termos do MPGTG.

O agente de mercado pode, voluntariamente, comunicar ao GTG um montante de existências de gás por si detidas nas infraestruturas do SNG, que fica cativada para fazer face a eventuais incumprimentos do agente de mercado e cuja valorização pode ser deduzida ao valor apurado nos termos do parágrafo anterior, até ao limite desse valor.

Para efeitos do parágrafo anterior, o GTG:

- a) Valida se o agente de mercado dispõe do montante de existências comunicado, não se considerando para esse efeito as reservas obrigatórias constituídas nos termos da legislação e os montantes já comprometidos em nomeações ou transações para o próprio dia e o dia de gás seguinte;
- b) Pode limitar o montante solicitado pelo agente de mercado, em função da infraestrutura onde estão constituídas as existências, caso este coloque constrangimentos operacionais à gestão das infraestruturas.

Os montantes de existências comunicados e validados nos termos dos números anteriores são valorizados a 80 % do último preço médio ponderado disponível, calculado nos termos do Procedimento n.º 14, sendo essa valorização deduzida ao valor apurado nos termos terceiro parágrafo deste ponto, até ao limite desse valor.

Para efeitos do atual procedimento, considera-se que um agente regista vendas associadas a desequilíbrios para um dado dia gás quando registe, para esse dia gás, um saldo vendedor no conjunto das transações notificadas pela plataforma de negociação do MIBGAS, S. A. e por outras plataformas ou câmaras de compensação que realizem notificações ao GTG e, simultaneamente:

- a) Registe, nesse dia gás, um desequilíbrio por defeito, cujo valor não possa ser explicado exclusivamente pelas restantes operações do agente de mercado; ou

- b) Registe, nesse dia gás, um desequilíbrio por defeito e, no dia do apuramento desse desequilíbrio, a avaliação realizada nos termos do artigo seguinte, leva à suspensão da autorização para a realização de vendas na plataforma de negociação do MIBGAS, S. A.

As percentagens de valorização a que se refere o presente ponto podem ser alteradas por iniciativa da ERSE ou a pedido do GTG caso se verifiquem ser inadequadas às condições de mercado.

## 6 AUTORIZAÇÃO PARA TRANSAÇÕES E LIBERAÇÃO DE RECEITAS DE TRANSAÇÕES DE VENDA

Após a avaliação prevista nos pontos anteriores, o GTG compara a posição financeira do agente de mercado obtida de acordo com essa avaliação, com a garantia prestada pelo agente de mercado no âmbito do contrato de adesão à Gestão Técnica Global do SNG:

- a) Caso a posição seja igual ou inferior ao valor da garantia, o GTG:
- i. Mantém a autorização do agente de mercado para a realizar transações na plataforma de negociação do MIBGAS e noutras plataformas e câmaras de compensação que realizem notificações ao GTG;
  - ii. Comunica à plataforma de negociação do MIBGAS e a outras plataformas e câmaras de compensação que realizem notificações ao GTG; a liberação das receitas de venda retidas relativas aos dias gás anteriores ao dia da comunicação;
- b) Caso a posição seja superior ao valor da garantia, o GTG comunica às plataformas de negociação e às câmaras de compensação que realizam notificações ao GTG; a perda de autorização do agente para a realização de vendas.

O Agente de Mercado pode solicitar ao GTG uma reavaliação da sua posição após proceder ao reforço da garantia, à antecipação do pagamento de valores em dívida ou à comunicação para cativação de existências prevista no ponto anterior.

Quando se verifique uma situação de suspensão do agente de mercado, nos termos da regulamentação aplicável, o GTG comunica essa situação às plataformas de negociação e às câmaras de compensação que realizem notificações ao GTG.

## 7 PERIODICIDADE DO APURAMENTO DA POSIÇÃO DO AGENTE DE MERCADO

O GTG pode propor à ERSE o aumento da frequência da verificação da posição do agente de mercado prevista neste Procedimento.



## PROCEDIMENTO N.º 23

### CATIVACÃO VOLUNTÁRIA DE EXISTÊNCIAS

#### 1 OBJETIVO E ÂMBITO

O presente procedimento define as regras relativas ao processo voluntário de cativação de existências através do qual o GTG autoriza os agentes de mercado a transacionarem na plataforma de negociação do MIBGAS, S.A. e noutras plataformas ou câmaras de compensação que realizem notificações de transação ao GTG, designadamente através do apuramento da posição de cada agente de mercado, como previsto no Procedimento n.º 22.

A cativação voluntária de existências não isenta os agentes de mercado da constituição de garantias nos termos da regulamentação aplicável.

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 À CATIVAÇÃO DE EXISTÊNCIAS

Cada agente de mercado pode, de forma voluntária, comunicar ao GTG um montante de existências de gás por si detidas nas infraestruturas do SNG, para integração no cálculo e valorização da posição do agente, nos termos do Procedimento n.º 22, as quais ficam cativadas para fazer face a eventuais incumprimentos do agente de mercado.

Durante o período de cativação, estas existências permanecem imobilizadas na infraestrutura onde se encontram constituídas, sendo contabilizadas nos balanços comerciais do respetivo agente de mercado durante todo o período de cativação. A cativação de existências pressupõe suficiência de capacidade de armazenamento para todo o período de cativação, não podendo essa capacidade ser transacionada em mercado secundário durante o respetivo período de cativação.

Apenas será possível ao agente de mercado movimentar as suas existências cativadas após libertação das mesmas, nas condições definidas neste procedimento.

## 2.1 CONDIÇÕES DE ACEITAÇÃO PELO GTG

Apenas poderão ser aceites, total ou parcialmente, pedidos de cativação de existências detidas nas infraestruturas do terminal de GNL e/ou do armazenamento subterrâneo de gás.

Cada solicitação de cativação de existências é processada pelo GTG por ordem de receção, por forma a ser validada relativamente a:

a) Verificação de disponibilidade da quantidade solicitada, considerando a constituição de existências em balanços comerciais do respetivo agente nas infraestruturas do Armazenamento Subterrâneo e/ou do Terminal de GNL, face a:

- i. obrigações de constituição e manutenção de reservas de segurança nos termos da legislação;
- ii. montantes já comprometidos em nomeações ou transações para o próprio dia gás e dia gás seguinte;
- iii. existências anteriormente cativadas em processo de solicitação prévio;
- iv. suficiência de capacidade de armazenamento contratada para as existências durante o respetivo período de cativação.

b) Verificação da inexistência de constrangimentos operacionais que possam incidir sobre a gestão das infraestruturas, considerando os potenciais efeitos decorrentes da imobilização da quantidade de gás durante o respetivo período de cativação.

Para efeitos de validação pelo GTG, o período de cativação é determinado para cada solicitação e corresponde ao intervalo de tempo compreendido entre: (i) a data de receção da solicitação pelo GTG; e (ii) a data final do período de cativação pretendido pelo agente de mercado.

A cativação de existências no terminal de GNL não poderá condicionar o processo de atribuição mensal de capacidade de receção/emissão de GNL por navios, pelo que a validação de solicitações de cativação de existências nesta infraestrutura apenas poderá ser realizada para cada mês após a atribuição de capacidade de receção de navios, no respetivo horizonte mensal.

## 2.2 CONDIÇÕES DE REJEIÇÃO PELO GTG

Serão rejeitadas as solicitações de cativação nas seguintes situações:

- a) Não sejam apresentadas de acordo com as regras gerais definidas no ponto 2.1 do presente procedimento;
- b) Não integrem toda a informação relevante referida no ponto 3.1 do presente procedimento;
- c) A quantidade de gás para a qual é solicitada a cativação exceda a existência constituída em balanço comercial na infraestrutura indicada;
- d) A quantidade de gás para a qual é solicitada a cativação não tenha suficiência de capacidade de armazenamento contratada para o período máximo de cativação;
- e) A permanência da quantidade de gás para a qual é solicitada a cativação possa constituir risco de constrangimentos operacionais que possam incidir sobre a gestão das infraestruturas.

A rejeição de solicitações de cativação é comunicada pelo GTG aos respetivos agentes de mercado de acordo com os prazos definidos no ponto 3.5 do presente procedimento.

## 3 PROCESSO DE CATIVAÇÃO DE EXISTÊNCIAS

### 3.1 SOLICITAÇÃO

As solicitações para cativação de existências devem ser submetidas pelos agentes de mercado interessados ao GTG, bem como ao operador do terminal de GNL ou ao operador do armazenamento subterrâneo de gás, consoante a infraestrutura em causa, devendo conter as seguintes informações:

- a) A identificação do agente de mercado;
- b) A identificação da infraestrutura onde as existências se encontram constituídas: o terminal de GNL e/ou o armazenamento subterrâneo de gás;
- c) A quantidade de gás a cativar, em kWh;
- d) A indicação do período para o qual a cativação tem efeito e para o qual é pretendida a valorização da posição do agente considerando as existências cativadas, expresso pelas datas de início e de fim do período.

As solicitações para cativação podem ser submetidas pelos agentes de mercado interessados em qualquer momento, através dos meios disponibilizados para o efeito pelo GTG, ficando sujeitos aos prazos definidos no ponto 3.5 deste procedimento.

### 3.2 VALIDAÇÃO PELO GTG

Em resultado do processo de validação de solicitação de cativação pelo GTG, cada solicitação poderá ser classificada de acordo com os seguintes estados:

- Aceite (total ou parcialmente);
- Rejeitada.

O GTG aceitará, total ou parcialmente, todas as solicitações de cativação que não sejam rejeitadas por aplicação das regras definidas no ponto 3.2 do presente procedimento. A aceitação parcial é aplicável nos seguintes casos:

- a) Quando sejam verificadas limitações à quantidade de gás apresentada pelo agente de mercado, situação em que o GTG reduz a quantidade de existências validadas ao valor máximo aceitável;-
- b) Quando sejam verificadas limitações às datas de cativação apresentadas pelo agente de mercado, situação em que o GTG reduz as datas de cativação validadas ao conjunto de datas aceitáveis.

A comunicação de confirmação de validação de cada solicitação de cativação contém as seguintes informações:

- a) A identificação do agente de mercado;-
- b) A classificação resultante do processo de validação;-
- c) A quantidade de gás cativada, em kWh, se aplicável;-
- d) A identificação da infraestrutura onde as existências se encontram constituídas, de acordo com a solicitação;-
- e) O período durante o qual as existências permanecerão cativadas, expresso pelas respetivas datas de início e de fim, inclusive.

As comunicações de confirmação de validação são comunicadas pelo GTG aos respetivos agentes de mercado de acordo com os prazos definidos no ponto 3.5 do presente procedimento.

### 3.3 LIBERTAÇÃO DAS EXISTÊNCIAS CATIVADAS

As existências cativadas pelo GTG são libertadas para utilização pelo agente de mercado quando forem verificadas as seguintes situações:

- a) Na sequência da rejeição do pedido de cativação ou aceitação parcial pelo GTG;
- b) No final do período de cativação definido na comunicação de confirmação de validação pelo GTG;
- c) Na sequência de solicitação, pelo agente de mercado, para libertação antecipada (total ou parcial) da cativação de existências previamente aceite pelo GTG.

Na situação descrita na alínea c), a libertação verifica-se após validação da posição financeira em dia útil posterior à solicitação de libertação.

São comunicadas ao agente de mercado as implicações resultantes desta nova posição até às 11 horas do dia em que se verifica a validação acima referida, de modo a que o agente de mercado decida quanto ao reforço do pedido de libertação, quando aplicável, ou, a possibilidade de recativar de acordo com as condições iniciais, tendo para tal 1 hora desde a receção desta comunicação. Por defeito, caso o agente não responda dentro do prazo estipulado, será mantida a libertação.

Após este exercício, a existência será libertada ou recativada, de acordo com o feedback recebido por parte do agente de mercado, a materializar durante o próprio dia da comunicação. No momento da materialização é comunicado ao agente de mercado a nova posição financeira e a confirmação da libertação ou recativação das existências.

### 3.4 PRAZOS

As solicitações de cativação devem ser apresentadas pelos agentes de mercado com antecedência mínima de 3 dias úteis.

A aceitação ou rejeição de cativações pelo GTG será comunicada no segundo dia útil após a receção da mesma.



### **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/SNG](#), 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/SNG](#) 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 ~~DISPOSIÇÕES~~ TRANSITÓRIAS

~~As normas e decisões regulamentação que integra os documentos previstos previstas~~ no presente Manual, já ~~aprovados aprovadas~~ pela ERSE ~~ao abrigo de regulamentos anteriores~~, ~~mantém mantêm~~-se em vigor até à aprovação ~~das disposições e novos documentos~~ que ~~os as~~ venham substituir, devendo-se, na sua aplicação, ter em conta as disposições do presente Manual.

[As regras previstas nos Procedimentos n.ºs 8, 11, 12, 13 e 14, aprovadas pela Diretiva n.º 18/2016, de 27 de outubro, e alteradas pela Diretiva n.º 20/2016, de 20 de dezembro, mantêm-se em vigor até ao dia 30 de setembro de 2021, tendo presente as adaptações referidas nos números seguintes.](#)

### 8.1 [CONSUMOS COM MEDIÇÃO NÃO DIÁRIA](#)

[Durante o mês de agosto de 2021 serão apurados, pela última vez, os valores dos ajustamentos mensais de M+2, a corrigir em espécie durante o mês de setembro, de acordo com as regras previstas no MPGTG aprovado pela Diretiva n.º 18/2016, de 27 de outubro.](#)

[Consequentemente, setembro de 2021 é o último mês no qual será tomado em consideração o valor dos ajustamentos mensais a devolver em espécie no apuramento dos desequilíbrios relativos aos consumos com medição não diária.](#)

Durante o mês de setembro de 2021 serão apuradas, pela primeira vez, as conciliações dos consumos com medição não diária de acordo com a regra prevista no ponto 8 do Procedimento n.º 14. Nos primeiros meses de aplicação da referida regra, deve ser tido em conta que, para os meses que já foram sujeitos a algum tipo de acerto mensal, a conciliação total incide sobre a diferença entre os consumos discriminados agregados definitivos desse mês e o último consumo discriminado agregado provisório utilizado para o apuramento dos acertos mensais.

## 8.2 CONSUMOS COM MEDIÇÃO INTRADIÁRIA

O dia gás com início em 29 de setembro de 2021 é o último ~~dia gás~~ para o qual é apurado um valor desvio dos consumos com medição intradiária com devolução em espécie no dia seguinte, de acordo com as regras previstas no MPGTG aprovado pela Diretiva n.º 18/2016, de 27 de outubro.

Consequentemente, o dia gás com início em 30 de setembro de 2021 é o último para o qual é tido em conta, no apuramento do desequilíbrio, a componente relativa ao desvio de d-1 dos consumos com medição intradiária.

## 8.3 PROCEDIMENTOS RELATIVOS A GARANTIAS

Até à operacionalização da regulamentação relativa à gestão integrada de garantias, aplicam-se as regras relativas às garantias previstas no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNG aprovado pela Diretiva n.º 18/2016, de 27 de outubro.

## 8.4 PREÇO DO DESEQUILÍBRIO

A disposição prevista no ponto 4 do Procedimento n.º 14 é de aplicação imediata.

Até que esteja implementado um mecanismo de atribuição implícita de capacidade de interligação, sempre que seja necessário recorrer, para efeitos do apuramento da variável PMPd, incluída no Procedimento n.º 14, à referência do preço das transações de produtos de gás natural para entrega no Punto Virtual de Balance de Espanha, considerar-se-á, para efeitos do preço da capacidade de interligação a adicionar ou a subtrair ao preço de Espanha, o preço da capacidade atribuída por mecanismo implícito, em Portugal, bem como a tarifa de utilização diária da capacidade de interligação aplicável às entradas ou saídas de Espanha.

## **8.5 FREQUÊNCIA DE LIQUIDAÇÃO**

O GTG deve comunicar aos agentes de mercado, com um mês de antecedência, o início da aplicação das regras relativas à frequência de liquidação semanal, previstas no Procedimento n.º 18.

Até ao início da aplicação das referidas regras, vigora a frequência de liquidação prevista no Procedimento n.º 18, no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNG aprovado pela Diretiva n.º 18/2016, de 27 de outubro.

As referidas regras devem ser aplicadas, o mais tardar, a partir de 1 de outubro de 2021.

Caso a frequência de liquidação semanal seja operacionalizada antes de terminado o período transitório previsto no ponto 8.3, deve ser alterado em conformidade o período de risco estabelecido no Procedimento n.º 18.

## **8.6 MECANISMO DE FLEXIBILIDADE DE LINEPACK**

As alterações transitórias ao mecanismo de flexibilidade de linepack previstas no n.º 9 da Diretiva n.º 18/2020, de 27 de outubro, mantêm-se em vigor até ao dia gás com início em 30 de setembro de 2021.

## **9 NORMA REVOGATÓRIA**

É revogada, sem prejuízo do disposto no ponto anterior, a Diretiva n.º 18/2016, de 27 de outubro, que aprovou o Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN, incluindo a Diretiva n.º 20/2016, de 20 de dezembro, que a alterou.

É ainda revogado o Anexo II da Diretiva n.º 14/2020.

## **9.10 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 respectivos atos que as aprovam.~~

## 11 PRODUÇÃO DE EFEITOS

A presente diretiva produz efeitos 30 dias após a sua publicação, sem prejuízo do disposto nas disposições transitórias.



**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 SNG À GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SNG

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;
2. 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 [SNGNSNG](#).

#### Cláusula 4. Funções e Responsabilidades do GTG

São funções e responsabilidades do GTG, para além das referidas na legislação aplicável, as seguintes:

- i. Receber do Agente de Mercado todas as comunicações previstas no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global;
- ii. Confirmar ao Agente de Mercado a receção e validação das comunicações operacionais previstas no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global;
- iii. Manter confidenciais, durante o período estabelecido no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global, a informação considerada comercialmente sensível;
- iv. 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 [SNGNSNG](#).

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 nos termos da regulamentação aplicável.~~

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 ~~SNG~~SNG, 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 ~~SNG~~SNG. 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 (UE) 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~~ [à Gestão Técnica Global do SNG](#), 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:

- a) O tribunal será composto por três membros, um nomeado por cada Parte e o terceiro escolhido de comum acordo pelos árbitros que as Partes tiverem designado, que presidirá;
- b) A Parte que decida submeter determinado diferendo ao tribunal arbitral apresentará os seus fundamentos para a referida submissão e designará de imediato o árbitro da sua nomeação no requerimento de constituição do tribunal que dirija à outra Parte através de carta registada com aviso de receção, devendo esta, no prazo de 20 dias, designar o árbitro de sua nomeação e deduzir a sua defesa;
- c) Ambos os árbitros designados nos termos anteriores nomearão o terceiro árbitro do tribunal, no prazo de 20 dias, cabendo ao presidente do Tribunal da Relação de Lisboa, a designação, caso a mesma não ocorra dentro deste prazo;

- d) O tribunal considera-se constituído na data em que o terceiro árbitro, que a ele presidirá, aceitar a sua nomeação, e o comunicar a ambas as Partes;
- e) A arbitragem decorrerá em Lisboa;
- f) O tribunal arbitral, salvo compromisso pontual entre as Partes, julgará segundo as disposições contratuais e legais aplicáveis, e das suas decisões não cabe recurso;
- g) As decisões do tribunal arbitral deverão ser proferidas no prazo máximo de 3 (três) meses, a contar da data de constituição do tribunal, determinada nos termos da presente cláusula, eventualmente prorrogável por mais 3 (três) meses, por decisão do tribunal, incluindo a fixação das custas do processo e a forma da sua repartição pelas Partes.

Em tudo o omissis, regerá o disposto na Lei n.º 31/86, de 29 de agosto.

Nota - A cláusula 13 do presente Contrato só é estabelecida quando as Partes resolvam livremente acordar recorrer, desde logo, à arbitragem voluntária.



ANEXO III

VALOR DO PEQUENO AJUSTE

O valor do pequeno ajuste a que se refere o Procedimento n.º 14 é de 3%.

|

