

**REVISÃO DO  
MANUAL DE PROCEDIMENTOS DE GESTÃO TÉCNICA GLOBAL  
DO SNGN**

Documento justificativo

Julho 2016

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: [erse@erse.pt](mailto:erse@erse.pt)

[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>ALTERAÇÕES PROPOSTAS AO MPGTG .....</b>	<b>4</b>
2.1	Procedimento n.º 1 – Estatuto do Agente de Mercado .....	4
2.2	Procedimento n.º 2 – Critérios Gerais de Operação .....	4
2.3	Procedimento n.º 3 – Programação da Operação .....	5
2.4	Procedimento n.º 4 – Operação da RNTIAT no dia gás.....	5
2.5	Procedimento n.º 5 – Serviço de flexibilidade do <i>Linepack</i> .....	6
2.6	Procedimento n.º 6 – Prestação de Informação no dia <i>d-1</i> .....	8
2.7	Procedimento n.º 7 – Nomeações, Renomeações e Notificações de Transação.....	9
2.8	Procedimento n.º 8 – Atualização de fornecimentos e consumos com medição intradiária no dia gás .....	11
2.9	Procedimento n.º 9 – Repartições .....	13
2.10	Procedimento n.º 10 – Balanços .....	17
2.11	Procedimento n.º 11 – Apuramento de desvios e ajustamentos no dia <i>d+1</i> .....	18
2.12	Procedimento n.º 12 – Apuramento de ajustamentos à repartição mensal.....	20
2.13	Procedimento n.º 13 – Apuramento de Desequilíbrios diários .....	23
2.14	Procedimento n.º 14 – Preços de desequilíbrio, Encargos de compensação diários e processo de conciliação .....	27
2.15	Procedimento n.º 15 – Encargos de neutralidade.....	29
2.16	Procedimento n.º 16 – Mercado secundário .....	31
2.17	Procedimento n.º 17 – Contratos bilaterais.....	31
2.18	Procedimento n.º 18 – Pagamento, recebimentos e garantias .....	31
2.19	Procedimento n.º 19 – Gestão da informação .....	32
2.20	Procedimento n.º 20 – Grupo de acompanhamento do funcionamento do SNGN.....	32
2.21	Procedimento n.º 21 – Envio de informação à ERSE .....	32

## 1 INTRODUÇÃO

A publicação do Regulamento (UE) n.º 312/2014 da Comissão, de 26 de março, que institui um código de rede para a compensação das redes de transporte de gás, determinou a necessidade de uma revisão profunda do Manual de Procedimentos de Gestão Técnica Global (MPGTG) do SNGN, na medida em que as regras a adoptar futuramente para a compensação da RNTGN, bem como as competências a atribuir ao Gestor Técnico Global (GTG) do SNGN e aos operadores das infraestruturas, diferem substancialmente das práticas presentemente em vigor.

Nesse sentido, em consonância com o previsto no referido regulamento europeu, a REN Gasodutos organizou a 25 de novembro de 2014 uma primeira sessão de apresentação do código de rede, aberta a todos os *stakeholders*, a qual contou com a presença da ERSE e do ENTSOG.

Posteriormente, a 26 de junho de 2015, antecipando a revisão regulamentar do Regulamento de Operação das Infraestruturas (ROI), a ERSE organizou um workshop, também aberto a todos os *stakeholders*, com o intuito de discutir o modelo de prestação de informações a implementar no âmbito do código de rede para a compensação das redes de transporte de gás. Esse workshop foi precedido de duas sessões de trabalho nas instalações da ERSE, com o GTG e os operadores das redes de distribuição (ORD), tendo em vista determinar o potencial impacto que cada um dos modelos previstos no código teria na operação do SNGN.

O workshop de 26 de junho teve uma ampla participação e gerou um consenso em torno da aplicação do modelo de fornecimento de informações 'Variante 2'. Esse entendimento orientou o GTG e operadores das redes de distribuição num trabalho posterior de adequação dos sistemas de informação, tendo em vista a implementação do código.

No período de 18 de dezembro de 2015 a 14 de abril decorreu a revisão regulamentar do ROI, tendo sido formalmente adotado como modelo de fornecimento de informações a 'Variante 2', bem como foram transpostas as restantes disposições do Regulamento (UE) n.º 312/2014 da Comissão, de 26 de março, aplicáveis ao SNGN.

No passado 29 de julho de 2016, a ERSE voltou a convocar todos os *stakeholders* para discutir um pacote de nove procedimentos do MPGTG que materializam a componente física do código de rede para a compensação das redes de transporte de gás. Essa sessão de trabalho voltou a ser bastante participada, permitindo consolidar um conjunto de procedimentos que permitiram, com uma maior segurança, discutir e propor os aspetos de natureza financeira associados aos encargos de compensação diária e encargos de neutralidade.

A presente proposta de MPGTG abrange um conjunto de procedimentos que consolida as competências e práticas do GTG a nível operacional, a sua interação com os operadores das infraestruturas da RPN, com os agentes de mercado e com os operadores dos mercados organizados.

Por outro lado, a evolução dos trabalhos para o arranque do mercado organizado com duas zonas de preço, em Portugal e Espanha, e com a possibilidade de implementação de um mecanismo implícito de atribuição de capacidade levou à introdução de algumas alterações na última revisão regulamentar que são agora aprofundadas com a revisão de alguns procedimentos do MPGTG. Deverá ainda ser desenvolvido, no âmbito dos trabalhos para o arranque do mercado organizado, um procedimento específico relativo às trocas de informação entre o GTG e os operadores dos mercados organizados, nomeadamente no que diz respeito à comunicação das transações em mercado organizado, e que fará parte integrante do MPGTG.

O pacote completo de procedimentos do MPGTG inclui:

- Parte 1 – Disposições Gerais;
- Parte 2 – Procedimentos:
  - Procedimento n.º 1 – Estatuto do Agente de Mercado;
  - Procedimento n.º 2 – Critérios Gerais de Operação;
  - Procedimento n.º 3 – Programação da Operação;
  - Procedimento n.º 4 – Operação da RNTIAT no dia gás;
  - Procedimento n.º 5 – Serviço de flexibilidade do *linepack*;
  - Procedimento n.º 6 – Prestação de Informação no dia *d-1*;
  - Procedimento n.º 7 – Nomeações, Renomeações e Notificações de Transação;
  - Procedimento n.º 8 – Atualização de fornecimentos e consumos com medição intradiária no dia gás;
  - Procedimento n.º 9 – Repartições;
  - Procedimento n.º 10 – Balanços;
  - Procedimento n.º 11 – Apuramento de desvios e ajustamentos no dia *d+1*;
  - Procedimento n.º 12 – Apuramento de ajustamentos à repartição mensal;
  - Procedimento n.º 13 – Apuramento de Desequilíbrios diários;
  - Procedimento n.º 14 – Encargos de compensação diários;
  - Procedimento n.º 15 – Encargos de neutralidade;
  - Procedimento n.º 16 – Mercado Secundario;
  - Procedimento n.º 17 – Contratos bilaterais;
  - Procedimento n.º 18 – Pagamento, recebimentos e garantias;

- Procedimento n.º 19 – Gestão da Informação;
- Procedimento n.º 20 – Grupo de acompanhamento do funcionamento do SNGN;
- Procedimento n.º 21 – Envio de informação à ERSE;
- Parte 3 – Disposições finais.

No presente documento justificativo são abordadas sumariamente as alterações ao MPGTG, passando por todos os procedimentos, elencando os aspetos que se encontravam previamente estabelecidos de forma prescritiva no Regulamento (UE) n.º 312/2014 da Comissão, de 26 de março, e no ROI, bem como as opções tomadas nas matérias que ainda se encontram em aberto.

## **2 ALTERAÇÕES PROPOSTAS AO MPGTG**

A atual proposta de alteração do MPGTG manteve genericamente o texto proposto nas 'Disposições Gerais', em particular distingue os processos que decorrem antes, no decurso e após o dia gás, refere as entidades a quem o manual se aplica e apresenta as siglas e as definições aplicáveis.

Relativamente a siglas e definições do MPGTG, a atual proposta levou em linha de conta as versões em vigor do ROI e do Regulamento de Acesso às Redes, Infraestruturas e Interligações (RARII), publicadas no passado mês de abril.

Segidamente referem-se as alterações a cada um dos procedimentos do MPGTG.

### **2.1 PROCEDIMENTO N.º 1 – ESTATUTO DO AGENTE DE MERCADO**

O procedimento n.º 1 relativo à obtenção do Estatuto de Agente de Mercado regista pequenas alterações relacionadas com a necessidade de prever a comunicação do GTG aos operadores dos mercados organizados das situações de suspensão ou de cessação de contrato de um agente de mercado.

### **2.2 PROCEDIMENTO N.º 2 – CRITÉRIOS GERAIS DE OPERAÇÃO**

O procedimento n.º 2 relativo aos Critérios Gerais de Operação mantém a sua estrutura, nomeadamente estabelece o objetivo e o âmbito de aplicação (1), aborda de uma forma genérica o funcionamento das infraestruturas da RNTIAT (2), os regimes de operação do sistema (3), os parâmetros de operação (4) e a atuação do GTG (5).

O ponto relativo ao 'funcionamento das infraestruturas da RNTIAT' aborda a RNTGN, o terminal de GNL e o armazenamento subterrâneo, sendo de assinalar que, no terminal de GNL, o apuramento das quantidades de gás natural queimadas na tocha criogénica, atribuídas aos agentes de mercado, passam a integrar o ponto 4.4 Procedimento n.º 9 relativo a Repartições.

Relativamente aos parâmetros de operação deixa de existir referencia às Reservas Operacionais, bem como deixam de existir menções às existências dos agentes de mercado na RNTGN.

Com efeito, a função das reservas operacionais passa a ser desempenhada pelo Gás de Operação, o qual de acordo com o novo ROI passa a ter uma modalidade de constituição, gestão e reposição diferenciada da prática implementada no atual MPGTG.

Também se assinala que, de acordo com o entendimento do Regulamento (UE) n.º 312/2014 da Comissão, de 26 de março, os agentes de mercado deixam de gerir existências na RNTGN. Este dado impacta no serviço de flexibilidade do *Linepack* que, na atual proposta, passa a assumir a forma de uma tolerância

atribuída aos agentes de mercado mediante a contratação voluntária desse serviço, com encargos definidos *ex-ante*, e cujo detalhe é estabelecido no procedimento n.º 5.

### **2.3 PROCEDIMENTO N.º 3 – PROGRAMAÇÃO DA OPERAÇÃO**

O procedimento n.º 3 relativo à Programação da Operação mantém igualmente a sua estrutura, integrando as seguintes matérias:

- Coordenação de indisponibilidades da RNTIAT;
- Elaboração do Plano Anual de Manutenção da RNTIAT;
- Elaboração do Plano de Indisponibilidades;
- Previsão da utilização das infraestruturas da RNTIAT;
- Elaboração do Programa de Operação.

Este procedimento integra o essencial dos processos que decorrem antes do dia gás *d*, exceptuando os associados ao ‘serviço de flexibilidade do *linepack*’, à ‘prestação de Informação no dia *d-1*’ relativamente a consumos com medição não diária (MND) das carteiras de compensação dos agentes de mercado, e às ‘nomeações, renomeações e notificações de transação’ que, na atual proposta, mereceram uma abordagem individualizada em procedimentos específicos, designadamente o procedimento n.º 5, o procedimento n.º 6 e o procedimento n.º 7, respetivamente.

Relativamente à coordenação de indisponibilidades, passa a ser proposta como regra de boa prática que o GTG deverá procurar minimizar o impacto das indisponibilidades nos agentes de mercado, através de um reforço da interação entre GTG e agentes de mercado e, em particular, será feito um esforço adicional para minimizar as indisponibilidades nos períodos de inverno. A ERSE procura desta forma ir ao encontro das sugestões recebidas na recente revisão regulamentar do ROI, no qual este aspeto foi assinalado.

### **2.4 PROCEDIMENTO N.º 4 – OPERAÇÃO DA RNTIAT NO DIA GÁS**

O procedimento n.º 4 relativo à operação da RNTIAT no dia gás sofreu alterações pontuais, motivadas por uma maior experiência de GTG nesta matéria, em particular no que respeita ao regime de operação em modo de contingência.



## 2.5 PROCEDIMENTO N.º 5 – SERVIÇO DE FLEXIBILIDADE DO *LINEPACK*

O serviço de flexibilidade do *linepack* passou a ter um procedimento específico no qual se abordam os seguintes aspectos:

- Os agentes de mercado elegíveis para a subscrição do serviço de flexibilidade do *linepack*.
- O momento em que é anunciada a capacidade oferecida para o serviço de flexibilidade do *linepack*, bem como o preço que lhe é aplicável.
- O mecanismo de atribuição de capacidade de flexibilidade do *linepack*.

No que respeita aos agentes de mercado elegíveis para a subscrição do serviço de flexibilidade do *linepack*, é estabelecido que se tratam exclusivamente dos agentes de mercado cujas carteiras de compensação integram consumos com medição diária (MD).

Esta opção está relacionada com o facto de o risco de exposição a desequilíbrios diários ser maior para os agentes de mercado que fornecem consumos com MD. Com efeito, para efeitos de apuramento de desequilíbrios diários, os consumos com medição não diária (MND) e com medição intradiária (MI) beneficiam de informação *ex-ante* que permite aos agentes de mercado ajustarem as suas posições na RNTGN no decurso do dia gás. Assim, sendo o serviço de flexibilidade do *linepack* um instrumento para a gestão do risco de incorrer em desequilíbrios diários, considerou-se adequado que o serviço se destine aos agentes que, efetivamente, mais dele dependam.

A capacidade a oferecer associada ao serviço de flexibilidade do *linepack*, bem como o preço associado, é proposto pelo GTG a 1 de março de cada ano sendo publicado a 15 de junho após aprovação pela ERSE. A oferta de capacidade do serviço de flexibilidade do *linepack* e o preço aplicável vigora durante a totalidade do ano de atribuição de capacidade seguinte, designadamente de 1 de outubro a 30 de setembro do ano seguinte.

A capacidade oferecida no âmbito do serviço de flexibilidade do *linepack* é repartida mensalmente pelos agentes de mercado de acordo com o seguinte mecanismo:

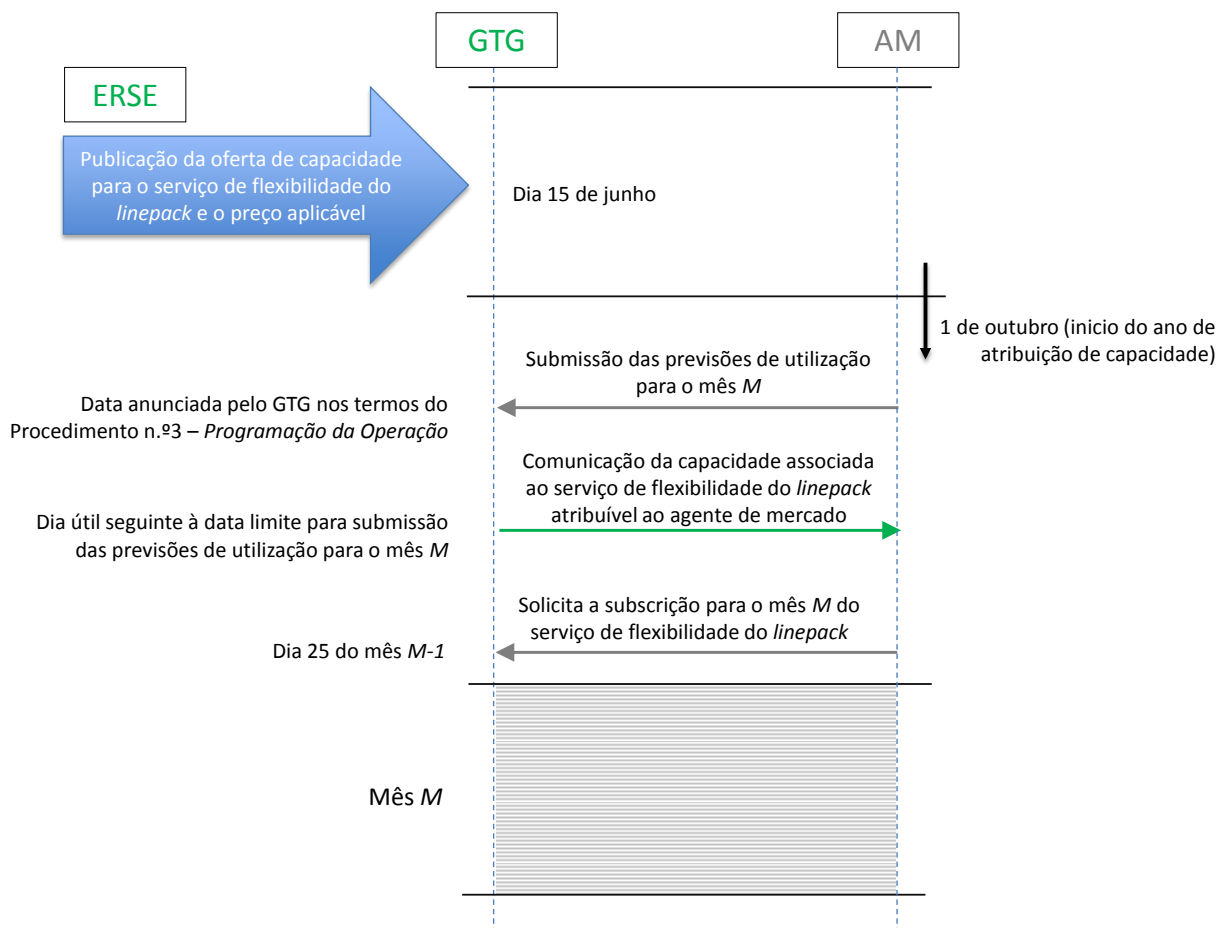
1. O GTG deverá receber dos agentes de mercado as previsões de utilização para o mês *M*, discriminando a parcela relativa ao fornecimento dos consumos com MD, conforme estabelecido no Procedimento n.º 3 – Programação da Operação.
2. O GTG deverá verificar a conformidade dessas previsões tendo em atenção o histórico do fornecimento dos consumos com MD dos agentes de mercado.
3. A capacidade oferecida no âmbito do serviço de flexibilidade do *linepack* é repartida pelos agentes de mercado por rateio das previsões dos consumos com MD apresentadas em 1, sendo

seguidamente comunicada pelo GTG aos respetivos agentes de mercado até ao dia útil posterior à data de submissão das referidas previsões.

- Até ao dia 25 do mês anterior ao mês em causa, os agentes de mercado devem solicitar a subscrição do serviço. Após a subscrição, o serviço tem a duração de um mês.

A opção pelo mecanismo referido privilegiou a sua simplicidade. Dado que se está numa fase inicial de implementação do Regulamento (UE) n.º 312/2014 da Comissão, de 26 de março e por se antecipar que a procura possa ser bastante superior à oferta, entendeu-se que o rateio seria a forma mais adequada para a atribuição da capacidade de flexibilidade do *linepack*, procurando desta forma que o preço do serviço reflita o seu custo e evitando que possa ser artificialmente inflacionado. A figura seguinte ilustra a metodologia de subscrição do serviço de flexibilidade do *linepack*.

**Figura 2-1 – Metodologia de subscrição do serviço de flexibilidade do *linepack***



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

O procedimento n.º 6 diz respeito à prestação de informação do GTG para os agentes de mercado relativamente a previsões dos consumos com MND para o dia gás *d*.

Este procedimento reflete o n.º 5, do Artigo 36.º do Regulamento (UE) n.º 312/2014 da Comissão, de 26 de março, que refere que “no dia gás *d-1*, o operador da rede de transporte deve comunicar aos utilizadores da rede uma previsão dos seus consumos com medição não diária para o dia-gás *d*”.

O procedimento apresenta a formula de agregação das carteiras de compensação dos agentes de mercado relativamente a consumos com MND, devidamente ajustados para perdas e autoconsumos para os pontos de interface entre a RNTGN e as redes de distribuição. Aplica-se a seguinte fórmula:

$$W_{i,d}^{prev.}|_{MND} = \sum_j N_{i,d,j} \times P_j \times (1 + \gamma_{RMP}) + \sum_j N_{i,d,j} \times P_j \times (1 + \gamma_{RMP}) \cdot (1 + \gamma_{RBP})$$

sendo:

- $W_{i,d}^{prev.}|_{MND}$ , a previsão agregada de consumos com MND do agente de mercado *i* no dia gás *d*;
- $N_{i,d,j}$ , o número de consumidores com MND do agente de mercado *i*, no dia gás *d*, associados ao perfil *j*;
- $P_j$ , corresponde ao consumo diário de um consumidor perfilado em *j*;
- $\gamma_{RMP}$ ,  $\gamma_{RBP}$ , são os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos das redes de distribuição em média e baixa pressão, respetivamente.

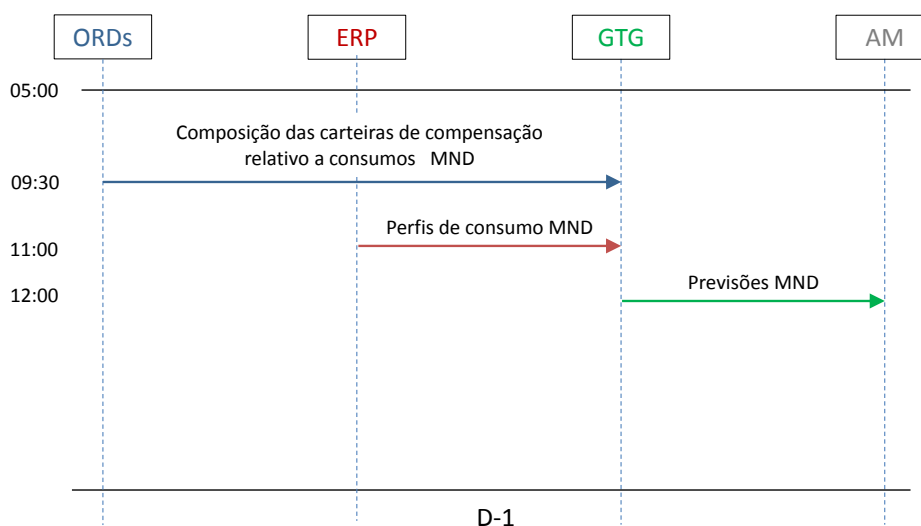
Para aplicar a fórmula de agregação, o GTG necessita de receber informação dos ORD sobre a composição das carteiras de compensação dos agentes de mercado relativamente a consumidores com MND e deve obter informação da Entidade Responsável pelas Previsões (ERP) relativamente aos perfis de consumo a aplicar no dia gás aos consumidores com MND.

Os ORD e a ERP devem submeter a informação referida no parágrafo anterior, no decurso do dia gás *d-1*, até às 9:30h e 11:00h, respetivamente. Caso o GTG não obtenha da parte dos ORD e ERP a informação referida anteriormente deverá aplicar na agregação os dados disponíveis das últimas comunicações.

Uma vez reunida a informação necessária, o GTG deverá proceder à agregação das previsões de consumos com MND para as carteiras de compensação dos agentes de mercado, relativo ao dia gás *d*, devendo até às 12:00h do dia gás *d-1* submeter essas previsões agregadas aos respetivos agentes de mercado.

A figura seguinte ilustra os fluxos de informação relativos à aplicação do Procedimento n.º 6.

**Figura 2-2 – Fluxo de informação relativo à aplicação do Procedimento n.º 6 – Prestação de informação no dia *d-1***



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

O procedimento n.º 7 refere-se aos processos de nomeação, renomeação e notificação de transações.

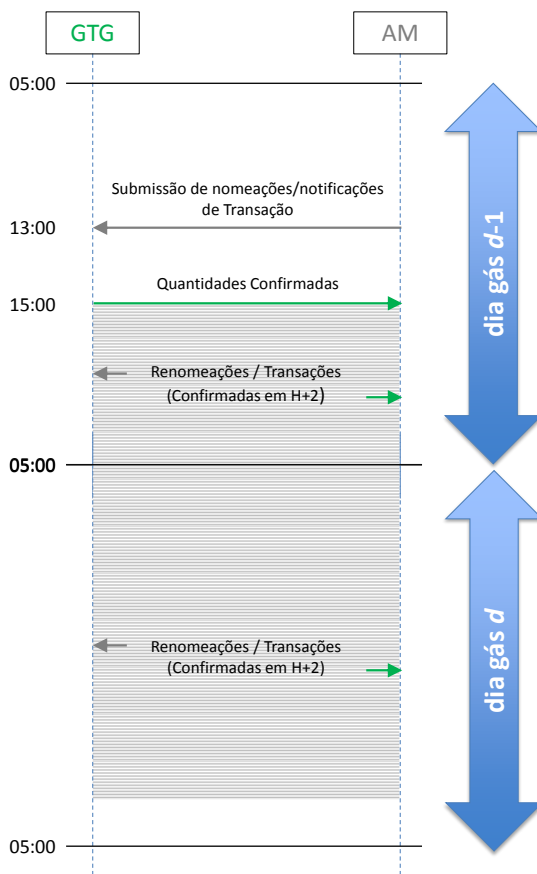
São estabelecidos neste procedimento os seguintes aspetos:

- Os detalhes em matéria de informação relevante para a submissão de nomeações, renomeações e notificação de transações, sendo de sublinhar que nesta proposta de MPGTG os pontos de ligação a consumidores abastecidos em alta pressão passam a ter nomeações/renomeações com detalhe horário.
- Os pontos relevantes sujeitos aos processos de nomeação/renomeação.
- Os critérios de validação e aceitação de nomeações, renomeações e notificação de transações.
- Os fluxos de informação e os agendamentos aplicáveis, tanto para a submissão de nomeações, renomeações e notificação de transações, como para a posterior comunicação por parte do GTG aos agentes de mercado de quantidades confirmadas.

O Regulamento (UE) n.º 312/2014 da Comissão, de 26 de março, é bastante prescetivo nestas matérias, pelo que este procedimento adota os fluxos de informação e agendamentos estabelecidos no referido

regulamento. A figura seguinte apresenta esquematicamente os fluxos de informação e agendamentos relativos ao procedimento n.º 7.

**Figura 2-3 – Fluxo de informação relativo à aplicação do Procedimento n.º 7 – Nomeações, Renomeações e Notificações de Transação**



Também os critérios de validação de nomeações, renomeações e notificações de transação estão quase integralmente definidos no código de rede para a compensação das redes de transporte de gás.

Importa sublinhar que, nos termos da atual proposta de MPGTG, as nomeações estão limitadas à capacidade contratada, podendo ainda sofrer eventuais constrangimentos caso tenha sido contratada em base interruptível ou caso seja desencadeado um procedimento de gestão de congestionamentos estabelecido nos termos do Manual de Procedimentos de Acesso às Infraestruturas (MPAI) do SNGN.

O procedimento proposto prevê ainda a possibilidade de submissão de notificações de transação, bem como nomeações/renomeações implícitas, por parte de um operador de mercado, remetendo para um procedimento específico se necessário.

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

O procedimento n.º 8 relativo à atualização de fornecimentos e consumos com medição intradiaria no dia gás *d* resulta da aplicação do Regulamento (UE) n.º 312/2014 da Comissão, de 26 de março, que obriga a um mínimo de duas atualizações.

O código de rede para a compensação das redes de transporte de gás estabelece os critérios segundo os quais se procede às atualizações e, em particular, para a primeira atualização estabelece obrigações para o momento da comunicação entre GTG e agentes de mercado e a duração do intervalo de tempo a que reportam os fornecimentos e consumos comunicados.

No que respeita à segunda atualização obrigatória, bem como relativamente à prestação de atualizações adicionais às duas obrigatórias, o código de rede para a compensação das redes de transporte de gás permite uma maior amplitude às entidades reguladoras nacionais, ainda que estabeleça alguns princípios orientadores.

Na recente revisão regulamentar do ROI foi colocada a questão aos *stakeholders* sobre se consideravam suficiente a prestação das duas atualizações obrigatórias e, também, foi questionada a necessidade de harmonização deste procedimento face ao enquadramento regulamentar espanhol.

Relativamente à primeira questão, foi reiterada a opinião de que quantas mais atualizações melhor, tendo a REN Gasodutos proposto a prestação de uma terceira atualização e, no que respeita à segunda questão, foi reforçada a necessidade de harmonização ibérica.

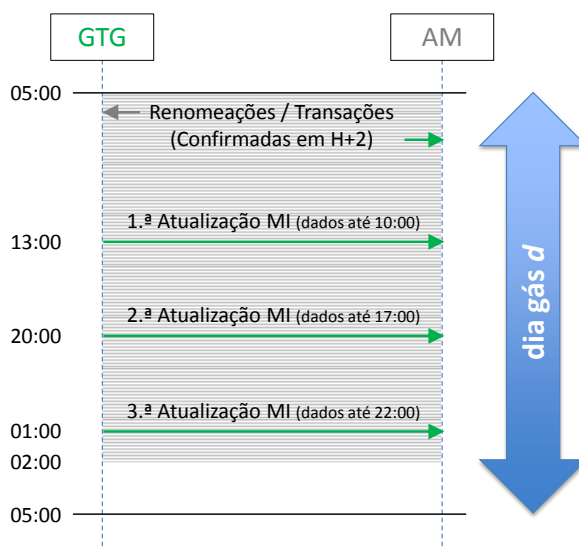
O procedimento n.º 8 vem ao encontro destas sugestões, propondo três atualizações, as duas primeiras coincidentes com a prática implementada no sistema gasista espanhol.

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

1. Até às 13:00h, relativamente aos dados do período até às 10:00h do dia gás *d*;
2. Até às 20:00h, relativamente aos dados do período até às 17:00h do dia gás *d*;
3. Até às 01:00h, relativamente aos dados do período até às 22:00h do dia gás *d*.

A figura seguinte apresenta esquematicamente os fluxos de informação e agendamentos relativos ao procedimento n.º 8.

**Figura 2-4 – Fluxo de informação relativo à aplicação do Procedimento n.º 8 – Atualização de Fornecimentos e Consumos com Medição Intradiária no dia gás**



As atualizações identificam as quantidades medidas em cada ponto de ligação aos consumidores com MI, que, neste caso, correspondem aos consumidores abastecidos em alta pressão diretamente a partir da RNTGN, bem como sinalizam os desvios face às quantidades confirmadas.

A presente proposta de MPGTG atribui, para efeitos de apuramento de desequilíbrios individuais, as quantidades relativas a consumos com MI alinhadas com a 3.ª atualização prestada no dia gás, isto é, considera-se o fluxo real ocorrido (e comunicado) até às 22:00h somado à quantidade confirmada entre as 22:00h e o termo do dia gás (às 05:00h).

Esta opção difere da prática mais conservadora aplicada no setor do gás natural, na qual se atribui o fluxo real do dia gás *d* aos consumos com MI. No entanto, importa sublinhar que o código de rede para a compensação das redes de transporte de gás permite esta opção, sendo que, em traços gerais, vai ao encontro do seu principal objetivo, no sentido em que maximiza a atuação dos agentes de mercado e reduz o papel do GTG na compensação da rede de transporte. Este aspeto foi amplamente discutido nas reuniões com os *stakeholders* de onde resultou o entendimento que existem ganhos para todos os intervenientes, designadamente:

- Os agentes de mercado podem definir as quantidades a introduzir na RNTGN que evitam desequilíbrios em função de informação conhecida *ex-ante*, o que lhes permite em tempo útil ajustar as suas posições na RNTGN com a janela de renomeações aberta e/ou com o mercado de curto prazo disponível. Assim, o risco de exposição a desequilíbrios individuais relativamente a consumos com MI depende exclusivamente das opções tomadas conscientemente pelos agentes de mercado.

- O GTG, antecipando que os desvios em horas de vazio serão previsivelmente pouco expressivos, retém parte substancial do *linepack* para seu uso exclusivo, uma vez que as quantidades a introduzir na RNTGN pelos agentes de mercado deixam de estar sujeitas às incertezas no processo de apuramento dos seus desequilíbrios individuais.

## 2.9 PROCEDIMENTO N.º 9 – REPARTIÇÕES

O procedimento n.º 9 estabelece a forma como são realizadas as repartições nos seguintes pontos relevantes:

1. As interligações internacionais.
2. A ligação entre a RNTGN e o terminal de GNL.
3. A ligação entre a RNTGN e o armazenamento subterrâneo de gás natural.
4. As ligações entre a RNTGN e as instalações de clientes ligados em alta pressão.
5. As ligações entre a RNTGN e a RNDGN.

Relativamente às interligações internacionais, à ligação entre o terminal de GNL e a RNTGN e à ligação entre o armazenamento subterrâneo e a RNTGN, a metodologia presentemente em vigor mantém-se. Porém, importa assinalar que o Gás de Operação, de uma forma genérica, substituiu a Reserva Operacional nas fórmulas.

Para estes pontos relevantes aplica-se a seguinte regra de repartição:

$$W_d = \sum_i W_{i,d} + W_{GO,d} \quad \text{e} \quad W_{i,d} = W_{i,d}^{conf.}$$

sendo:

- $W_d$ , a quantidade medida no dia gás  $d$  (na interligação internacional ou nos pontos de interligação das infraestruturas da RNTIAT);
- $W_{i,d}$ , a quantidade atribuída ao agente de mercado  $i$  no dia gás  $d$  (na interligação internacional ou nos pontos de interligação das infraestruturas da RNTIAT);
- $W_{GO,d}$ , a quantidade atribuída ao gás de operação no dia gás  $d$  (na interligação internacional ou nos pontos de interligação das infraestruturas da RNTIAT);
- $W_{i,d}^{conf.}$ , a quantidade confirmada ao agente de mercado  $i$  no dia gás  $d$  (na interligação internacional ou nos pontos de interligação das infraestruturas da RNTIAT).



Nos pontos de ligação a consumidores abastecidos em alta pressão a metodologia do atual MPGTG mantêm-se inalterada.

Os pontos de ligação entre a RNTGN e a RNDGN sofrem a alteração mais significativa, sendo que o fecho das GRMS passa a ser realizado proporcionalmente às carteiras de compensação dos agentes de mercado nos seus consumos com MND. O procedimento é o seguinte:

1. As quantidades relativas a consumos com MD são comunicadas pelos ORDs ao GTG, sendo agregadas em função da GRMS a montante e devidamente ajustadas para perdas e autoconsumos ao referencial de saída da RNTGN. Aplica-se a seguinte regra:

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

sendo:

- $W_{i,d}|_{MD}$ , consumos com MD do agente de mercado  $i$  no dia gás  $d$  (a jusante de uma determinada GRMS);
  - $W_{i,n,d}^{MP}$ , o consumo do consumidor  $n$ , com MD do agente de mercado  $i$ , no dia gás  $d$ , na rede em média pressão (a jusante de uma determinada GRMS);
  - $W_{i,m,d}^{BP}$ , o consumo do consumidor  $m$ , com MD do agente de mercado  $i$ , no dia gás  $d$ , na rede em baixa pressão (a jusante de uma determinada GRMS);
  - $\gamma_{RMP}$ ,  $\gamma_{RBP}$ , são os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos das redes de distribuição em média e baixa pressão, respetivamente.
2. A quantidade de gás natural relativa a consumos com MND, a jusante de uma determinada GRMS, é apurada a partir da energia veiculada nesse dia, nessa mesma GRMS, subtraída dos consumos com MD das carteira de compensação dos agentes de mercado (a jusante da GRMS). Aplica-se a seguinte regra:

$$W_d|_{MND} = W_d^{GRMS} - \sum_i W_{i,d}|_{MD}$$

sendo:

- $W_d|_{MND}$ , consumos com MND no dia gás  $d$  (a jusante de uma determinada GRMS);
- $W_d^{GRMS}$ , a quantidade medida no dia gás  $d$  (numa determinada GRMS);

- $W_{i,d}|_{MD}$ , consumos com MD do agente de mercado  $i$  no dia gás  $d$  (a jusante de uma determinada GRMS).
3. A quantidade de gás natural relativa a consumos com MND, a jusante de uma determinada GRMS, relativo à carteira de compensação do agente de mercado  $i$  é determinada na proporção das quantidades previstas nos termos do Procedimento n.º 6 – Prestação de Informação no dia  $d-1$ . Aplica-se a seguinte regra:

$$W_{i,d}|_{MND} = \frac{W_{i,d}^{prev.}|_{MND}}{\sum_i W_{i,d}^{prev.}|_{MND}} \times W_d|_{MND}$$

sendo:

- $W_{i,d}|_{MND}$ , consumos com MND do agente de mercado  $i$  no dia gás  $d$  (a jusante de uma determinada GRMS);
  - $W_{i,d}^{prev.}|_{MND}$ , a previsão agregada de consumos com MND do agente de mercado  $i$  no dia gás  $d$  (a jusante de uma determinada GRMS);
  - $W_d|_{MND}$ , consumos com MND no dia gás  $d$  (a jusante de uma determinada GRMS).
4. Nos casos em que a jusante de uma determinada GRMS não existam consumos com MND, a diferença apurada em 2 é atribuída ao Gás de Operação. Aplica-se a seguinte regra:

$$W_{GO,d}^{GRMS} = W_d^{GRMS} - \sum_i W_{i,d}|_{MD}$$

sendo:

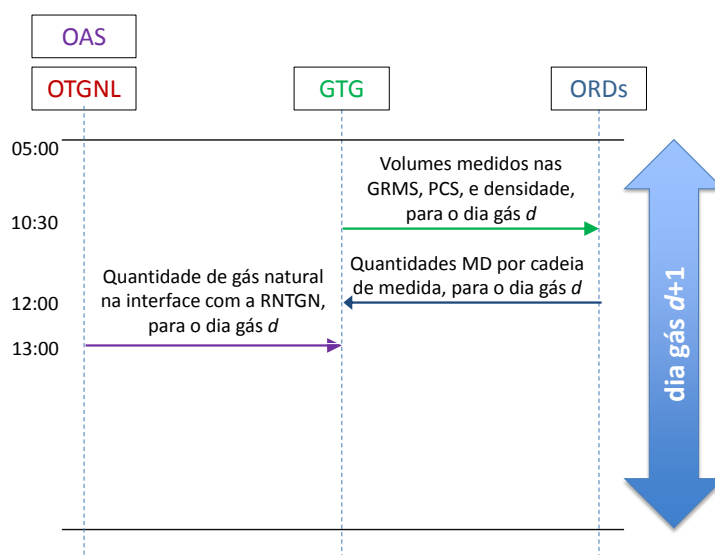
- $W_{GO,d}^{GRMS}$ , veiculação de Gás de Operação, no dia gás  $d$ , numa determinada GRMS;
  - $W_d^{GRMS}$ , a quantidade medida no dia gás  $d$  (numa determinada GRMS);
  - $W_{i,d}|_{MD}$ , consumos com MD do agente de mercado  $i$  no dia gás  $d$  (a jusante de uma determinada GRMS).
5. A quantidade a atribuir a cada agente de mercado para consumos com MD, para efeitos de apuramento dos desequilíbrios individuais, corresponde à agregação das respetivas quantidades a jusante de cada GRMS. Como tal, tratam-se dos consumos reais das carteiras de compensação relativamente a consumos com MD.
6. A quantidade a atribuir a cada agente de mercado para consumos com MD, referida no número anterior, pode ser alterada até ao quarto dia útil do mês seguinte ao mês onde ocorreram esses

consumos (mês  $M+1$ ), caso a informação inicialmente prestada pelo ORD corresponda a uma estimativa. Neste caso serão reapurados os encargos de compensação diários.

O procedimento n.º 9 estabelece ainda a forma como são realizadas as repartições no terminal de GNL e no armazenamento subterrâneo de gás natural, sendo porém de assinalar que as metodologias em vigor no presente MPGTG se mantêm inalteradas nestes casos.

O procedimento n.º 9 estabelece também os fluxos de informação entre operadores para o apuramento de repartições. A figura seguinte apresenta esquematicamente os fluxos de informação e agendamentos relativos ao Procedimento n.º 9 – Repartições, para a repartição nos pontos relevantes da RNTGN.

**Figura 2-5 – Fluxo de informação relativo à aplicação do Procedimento n.º 9 – Repartições, aplicável aos pontos relevantes da RNTGN**



## 2.10 PROCEDIMENTO N.º 10 – BALANÇOS

O procedimento n.º 10 estabelece a forma como são realizados os balanços nas seguintes infraestruturas:

- RNTGN;
- Terminal de GNL;
- Armazenamento subterrâneo de gás natural.

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

Os balanços físicos das infraestruturas mantêm as metodologias presentemente implementadas no MPGTG.

Relativamente aos balanços individuais dos agentes de mercado, presentemente designados por balanços comerciais, deixa de ser apurado o balanço individual na RNTGN, ou seja, os agentes de mercado deixam de gerir existências individuais na RNTGN. Este aspeto resulta da aplicação do Regulamento (UE) n.º 312/2014 da Comissão, de 26 de março, no qual o equilíbrio entre a oferta e a procura de gás natural na RNTGN deixa de ser concretizado nos atuais moldes, isto é, deixa de ser atribuída *ex-ante* a cada agente de mercado uma banda entre as existências individuais máximas e mínimas na rede de transporte.

Assim, passam a determinar-se apenas os balanços individuais no terminal de GNL e no armazenamento subterrâneo de gás natural, para os quais se mantém a metodologia em vigor. As fórmulas de cálculo dos balanços são as mesmas, alterando-se apenas a designação do termo 'intercâmbios' que, conforme o texto do código de rede para a compensação das redes de transporte de gás, passa a ser designado, conforme o caso, por 'transações de alienação' e 'transações de aquisição'.

O balanço do Gás de Operação substitui o atual balanço da Reserva Operacional. Porém, importa sublinhar que, na RNTGN, a fórmula de cálculo ganha complexidade uma vez que passa a integrar os desequilíbrios individuais dos agentes de mercado, inclui os termos relativos a transações e serviços de compensação e passa a considerar a mobilização de Gás de Operação entre a RNTGN e as redes de distribuição.

No futuro paradigma, que resultará da aplicação do código de rede para a compensação das redes de transporte de gás, os desequilíbrios individuais, uma vez apurados, não serão compensados em espécie pelos agentes de mercado, passando a ser automaticamente integrados no Gás de Operação.

Por sua vez, a gestão do Gás de Operação, em tempo real, passa a ser concretizado mediante ações de compensação. Como ações de compensação, o Regulamento (UE) n.º 312/2014 da Comissão, de 26 de março, prevê a compra e venda de gás natural em mercados de curto prazo (transações de aquisição e transações de alienação) e serviços de compensação. Ambos os mecanismos permitem a gestão do Gás de Operação dentro dos limites de operacionalidade da RNTGN e, como tal, estão previstos nas fórmulas de balanço.

Por último, os termos de mobilização do Gás de Operação entre a RNTGN e as redes de distribuição estão associados às repartições nas interfaces destas infraestruturas, conforme estabelecido no procedimento n.º 9 relativo a repartições, e também como resultado da aplicação do processo de apuramento de ajustamentos à repartição mensal, apresentado em 2.12 do presente documento, no âmbito do procedimento n.º 12.

O balanço do Gás de Operação no terminal de GNL e no armazenamento subterrâneo de gás natural sofre menos alterações, estando apenas prevista a possibilidade de haver transações e serviços de compensação cuja entrega física possa ocorrer nestas infraestruturas.

Importa referir ainda que, relativamente ao procedimento de balanço presentemente em vigor, apenas se prevê o ajustamento de diferenças de medição no terminal de GNL. Relativamente à RNTGN, eventuais diferenças de medição são fechadas no Gás de Operação.

## **2.11 PROCEDIMENTO N.º 11 – APURAMENTO DE DESVIOS E AJUSTAMENTOS NO DIA $d+1$**

O procedimento n.º 11 estabelece a metodologia aplicável ao apuramento de desvios e ajustamentos no dia  $d+1$ , bem como os fluxos de informação que lhes estão associados.

Conforme estabelecido no procedimento n.º 6 e no procedimento n.º 8, os consumos com MND e MI, respetivamente, são atribuídos para efeitos de apuramento de desequilíbrios individuais em função das previsões do dia  $d-1$  e em função da última atualização no dia gás  $d$ .

Esta abordagem significa que, em termos físicos, os consumos e fornecimentos no dia gás  $d$  na RNTGN não são equivalentes. A opção proposta para eliminar esta diferença passa por apurar um desvio para os consumos com MI e um ajustamento para os consumos com MND.

Os desvios e ajustamentos são apurados no dia gás  $d+1$ . Em termos de terminologia os desvios são as quantidades de energia que resultam da diferença entre as quantidades atribuídas, para efeitos de apuramento de desequilíbrios individuais, e os consumos reais, aplicável a consumos com MI, enquanto os ajustamentos se referem a uma aproximação sucessiva das previsões de consumos com MND a consumos reais, que na metodologia proposta ocorre de forma sequencial e sucessiva.

A motivação para esta abordagem é a de garantir a permanente compensação da RNTGN a cargo dos agentes de mercado, minimizando as ações de compensação do GTG, respeitando a filosofia do código de rede para a compensação das redes de transporte de gás.

Assim, os desvios correspondem à diferença entre os consumos reais com MI e os consumos atribuídos para apuramento de desequilíbrios, o que, na presente proposta, corresponde ao desvio entre as quantidades reais entregues aos consumidores com MI e as quantidades confirmadas no intervalo de tempo entre as 22:00h e o termo do dia gás (às 05:00h). Aplica-se a seguinte formula:

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

sendo:

- $D_{i,n,d}|_{MI}$ , desvio do consumidor  $n$ , com MI, integrado na carteira de compensação do agente de mercado  $i$ , no dia gás  $d$ ;
- $W_{i,n,d}|_{05:00,MI}^{22:00}$ , consumo real do consumidor  $n$ , com MI, integrado na carteira de compensação do agente de mercado  $i$ , no dia gás  $d$ ;
- $W_{i,n,d}^{conf.}|_{05:00,MI}^{22:00}$ , quantidade confirmada do consumidor  $n$ , com MI, integrado na carteira de compensação do agente de mercado  $i$ , no dia gás  $d$ .

Os desvios são apurados por ponto de entrega dos consumos com MI, sendo comunicados aos agentes de mercado às 13:00h do dia gás  $d+1$ . Os desvios, de acordo com o modelo proposto, devem ser compensados no decurso do dia gás  $d+1$ , sendo integrados na fórmula de cálculo dos desequilíbrios individuais desse dia gás. A motivação para a implementação desta metodologia foi apresentada no ponto 2.8.

Os ajustamentos, conforme referido, aplicam-se a consumos com MND e apuram a diferença entre os consumos determinados pelo processo de repartição (de acordo com o procedimento n.º 9) e as previsões de consumo (obtidos de acordo com o procedimento n.º 6). Aplica-se a seguinte formula:

$$Aj_{i,d}^{MND}|_{d+1}^d = W_{i,d}|_{MND} - W_{i,d}^{prev.}|_{MND}$$

sendo:

- $Aj_{i,d}^{MND}|_{d+1}^d$ , o ajustamento dos consumos com MND, da carteira de compensação do agente de mercado  $i$ , no dia gás  $d$ ;
- $W_{i,d}|_{MND}$ , os consumos com MND do agente de mercado  $i$  no dia gás  $d$ ;

- $W_{i,d}^{prev.}|_{MND}$ , a previsão agregada de consumos com MND do agente de mercado  $i$  no dia gás  $d$ .

Os ajustamentos são comunicados aos agentes de mercado às 13:00h do dia gás  $d+1$ , devendo ser compensados no decurso desse dia.

Os fluxos de informação relativos ao procedimento n.º 11 limitam-se à comunicação por parte do GTG aos agentes de mercado, sendo de sublinhar que os desvios e ajustamentos do dia gás  $d-1$  são comunicados em simultâneo com a primeira atualização dos consumos com MI do dia gás  $d$  (às 13:00h).

## 2.12 PROCEDIMENTO N.º 12 – APURAMENTO DE AJUSTAMENTOS À REPARTIÇÃO MENSAL

O procedimento n.º 12 estabelece a metodologia aplicável ao reajustamento das posições dos agentes de mercado na RNTGN após o apuramento das repartições mensais nas redes de distribuição a cargo dos ORDs.

As quantidades de gás natural afetas a consumos com MND e MD, apuradas de acordo com o processo de repartição (procedimento n.º 9), são sujeitas a revisões após o termo de cada mês, pelas razões apontadas seguidamente:

- Os consumos com MND, no dia gás  $d$ , das carteiras de compensação dos agentes de mercado são determinadas em função das previsões comunicadas pelo GTG no dia  $d-1$ , nos termos do procedimento n.º 6. Essas previsões são posteriormente alinhadas no processo de repartição às quantidades veiculadas nas GRMS (procedimento n.º 9) e repercutidas nas posições dos agentes de mercado sob a forma de um ‘ajustamento’ a compensar no dia  $d+1$  (procedimento n.º 11).

Esta metodologia baseia-se em previsões e, como tal, está sujeita aos erros intrínsecos das metodologias de estimativa. Contudo, a compensação dos consumos com MND deve refletir os consumos reais, aferidos algum tempo após o dia gás.

Compete aos ORDs, em cada mês, determinar as repartições mensais nas suas redes tendo em conta as leituras reais, apuradas desde o último reporte ao GTG relativo a repartições mensais, e as estimativas mais fiáveis disponíveis (como por exemplo as que se obtêm a partir de dados individualizados de cada consumidor).

Estas duas abordagens, sendo muito distintas, geram diferenças que devem ser repercutidas no ponto virtual de transação (VTP) e motivar o reajustamento das posições dos agentes de mercado na RNTGN.

- Os consumos com MD podem ser comunicados pelos ORD ao GTG, no dia  $d+1$ , com dados estimados. Compete também ao ORD corrigirem esses valores nos momentos em que submetem as repartições mensais ao GTG.

As repartições mensais das redes de distribuição devem estar alinhadas com o respetivo enquadramento regulamentar, designadamente no que diz respeito à medição e à estimativa de consumos com MND e MD, e devem salvaguardar que as quantidades associadas à compensação da RNTGN e à retribuição pelo uso da rede de distribuição estejam também devidamente alinhadas.

As regras aplicáveis ao apuramento das leituras reais, bem como as metodologias de estimativa, são matéria do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados. As regras e princípios aplicáveis à faturação das redes de distribuição integram as Condições Gerais dos Contratos de Uso das Redes de Distribuição.

As repartições mensais a realizar pelos ORD devem respeitar as quantidades mensais veiculadas nas GRMS, isto é, o somatório das repartições individuais dos agentes de mercado, devidamente ajustado para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição, acrescido da mobilização do Gás de Operação deve igualar as quantidades veiculadas (e medidas) nas GRMS, durante o mês em causa. Aplica-se a seguinte fórmula:

$$W_M^{GRMS} = \sum_i W_{i,M}^{GRMS,Corr} + W_{GO,M}^{GRMS}$$

sendo:

- $W_M^{GRMS}$ , a quantidade medida no mês  $M$  (numa determinada GRMS).
- $W_{i,M}^{GRMS,Corr}$ , a quantidade atribuída ao agente de mercado  $i$ , no mês  $M$ , em resultado do processo de repartição mensal a cargo dos ORDs (a jusante de uma determinada GRMS).
- $W_{GO,M}^{GRMS}$ , a quantidade atribuída ao Gás de Operação, no mês  $M$ , em resultado do processo de repartição mensal a cargo dos ORDs (a jusante de uma determinada GRMS).

A mobilização do gás de operação numa GRMS pode ter valores positivos ou negativos, dependendo de diversos aspetos, sendo certo que a aplicação de fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição (sujeitos a erros de estimativa e com valores uniformes a nível nacional) são à partida um importante indutor de mobilização do Gás de Operação nas GRMS.

Na recente revisão regulamentar do ROI, os agentes de mercado solicitaram que o reajustamento das posições dos agentes de mercado na RNTGN, em virtude do apuramento das repartições mensais a realizar pelos ORDs às respetivas redes de distribuição, fosse concretizado de forma plana ao longo de um mês, como forma de minimizar eventuais custos com a aquisição de capacidade na RNTGN.



Tendo em conta essas solicitações, na presente proposta de MPGTG é proposto um ajustamento de forma plana, sendo que para a repartição mensal do mês  $M$  é determinado, para cada agente de mercado, um valor único de ajustamento a aplicar em todos os dias do mês  $M+2$ . Esse ajustamento é aplicado simultaneamente a todos os agentes de mercado, garantindo a permanente compensação da RNTGN. No decurso do mês  $M+1$  é comunicado pelo GTG aos agentes de mercado o valor desse ajustamento, de forma a que os agentes de mercado possam contratar capacidade na rede de transporte em produtos de maturidade mensal. A formula aplicável ao ajustamento mensal é a seguinte:

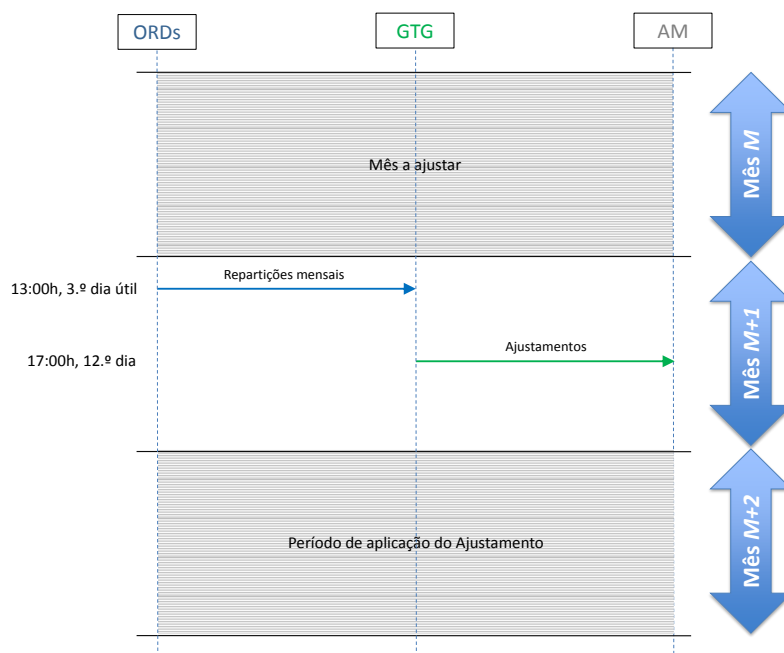
$$Aj_{i,d}^{Corr.RD}|_{M+2}^M = \frac{W_{i,M}^{RD} - W_{i,M}^{RD,Corr}}{N_{M+2}}$$

sendo:

- $Aj_{i,d}^{Corr.RD}|_{M+2}^M$ , 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  $M$ ;
- $W_{i,M}^{RD,Corr}$ , quantidade de gás natural, referente ao fornecimento da rede de distribuição de um ORD, determinada pelo respetivo ORD no processo de repartição mensal, referente à carteira de compensação do agente de mercado  $i$ , para o mês  $M$ ;
- $W_{i,M}^{RD}$ , quantidade de gás natural, referente ao fornecimento da rede de distribuição de um ORD, determinada pelo GTG no processo de repartição (diário), aplicavel à carteira de compensação do agente de mercado  $i$ , agregada para o mês  $M$ ;
- $N_{M+2}$ , número de dias do mês  $M+2$ .

Os fluxos de informação relativos ao procedimento n.º 12 ocorrem no mês  $M+1$ , e dizem respeito à submissão das repartições mensais dos ORDs ao GTG (até às 12:00h do terceiro dia útil) e à posterior comunicação dos ajustamentos do GTG aos agentes de mercado (até às 17:00h do décimo segundo dia de calendário). A figura seguinte apresenta esquematicamente os fluxos de informação e agendamentos relativos ao procedimento n.º 12 – Apuramento de ajustamentos à repartição mensal.

**Figura 2-6 – Fluxo de informação relativo à aplicação do Procedimento n.º 12 – Apuramento de ajustamentos à repartição mensal**



### 2.13 PROCEDIMENTO N.º 13 – APURAMENTO DE DESEQUILÍBRIOS DIÁRIOS

O procedimento n.º 13 estabelece a metodologia de cálculo dos desequilíbrios diários, distinguindo o desequilíbrio diário base do desequilíbrio diário com subscrição de flexibilidade de *linepack*.

A fórmula aplicável ao apuramento do desequilíbrio diário base é a seguinte:

$$Des_{i,d} = Fornecimentos_{i,d} - Consumos_{i,d} - Ajustamentos_{i,d}$$

sendo:

- $Des_{i,d}$ , o desequilíbrio individual do agente de mercado  $i$ , no dia gás  $d$ ;
- $Fornecimentos_{i,d}$ , os fornecimentos à RNTGN do agente de mercado  $i$ , no dia gás  $d$ ;
- $Consumos_{i,d}$ , os consumos da RNTGN do agente de mercado  $i$ , no dia gás  $d$ ;
- $Ajustamentos_{i,d}$ , os ajustamentos no VTP do agente de mercado  $i$ , no dia gás  $d$ .

A fórmula anterior resulta do Regulamento (UE) n.º 312/2014 da Comissão, de 26 de março, à execução do termo  $Ajustamentos_{i,d}$  que concretiza o alinhamento dos consumos com MND e MD, atribuídos para efeito do apuramento dos desequilíbrios individuais diários, aos consumos reais. Este termo, conforme

estabelecido no n.º 3 do Artigo 2.º do referido regulamento comunitário, encontra-se fora do âmbito de aplicação do código de rede para a compensação das redes de transporte de gás, sendo que, as regras aplicáveis à “conciliação necessária entre as atribuições e o consumo real determinado posteriormente com base nas leituras dos contadores do cliente final” são estabelecidas nos enquadramentos regulamentares nacionais.

Relativamente aos fornecimentos (entradas na RNTGN) aplicam-se as quantidades apuradas no processo de repartição, ou seja, consideram-se as quantidades confirmadas, acrescidas das transações de aquisição que, conforme estabelecido no código, são consideradas entradas na zona de compensação. Aplica-se a fórmula seguinte:

$$Fornecimentos_{i,d} = Tr_{i,d}^{E,RNTGN} + W_{i,d}^{E,RNTGN,IP} + W_{i,d}^{E,RNTGN,TRAR} + W_{i,d}^{E,RNTGN,AS}$$

sendo:

- $Fornecimentos_{i,d}$ , os fornecimentos à RNTGN do agente de mercado  $i$ , no dia gás  $d$ ;
- $Tr_{i,d}^{E,RNTGN}$ , as transações de aquisição de gás natural no VTP do agente de mercado  $i$ , efetuadas no dia gás  $d$ ;
- $W_{i,d}^{E,RNTGN,IP}$ ,  $W_{i,d}^{E,RNTGN,TRAR}$ ,  $W_{i,d}^{E,RNTGN,AS}$ , as quantidades atribuídas (confirmadas) para entrada na RNTGN a partir das interligações internacionais, terminal de GNL e armazenamento subterrâneo, respetivamente, do agente de mercado  $i$ , efetuadas no dia gás  $d$ .

Relativamente aos consumos, distinguem-se as saídas da zona de compensação (RNTGN) através das interligações, terminal de GNL e armazenamento subterrâneo de gás natural, em que as quantidades atribuídas equivalem às quantidades confirmadas, das saídas para entrega a consumos com MI, MD e MND, em que as quantidades referidas correspondem, respetivamente, às últimas atualizações prestadas no dia gás  $d$  (conforme o procedimento n.º 8), às quantidades apuradas no processo de repartição (nos termos do procedimento n.º 9) e as previsões comunicadas pelo GTG aos agentes de mercado no dia  $d-1$  (determinadas de acordo com o procedimento n.º 6). Relativamente a consumos com MI a fórmula de cálculo do dia gás  $d$  considera o desvio do dia  $d-1$ , observado entre as 22:00h e o termo do dia gás (às 05:00h). Os consumos com MI, MD e MND são afetadas pelo fator de perdas e autoconsumos da rede de transporte. Os consumos incluem ainda as transações de alienação que, de acordo com o código, são tratadas como saídas da zona de compensação. Aplica-se aos consumos a seguinte fórmula:

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

sendo:

- $Consumos_{i,d}$ , os consumos da RNTGN do agente de mercado  $i$ , no dia gás  $d$ ;
- $T_{i,d}^{S,RNTGN}$ , as transações de alienação de gás natural no VTP do agente de mercado  $i$ , efetuadas no dia gás  $d$ ;
- $W_{i,d}^{S,RNTGN,IP}$ ,  $W_{i,d}^{S,RNTGN,TRAR}$ ,  $W_{i,d}^{S,RNTGN,AS}$ , as quantidades atribuídas (confirmadas) para saída da RNTGN com entrega nas interligações internacionais, no terminal de GNL e no armazenamento subterrâneo, respetivamente, do agente de mercado  $i$ , no dia gás  $d$ ;
- $W_{i,d}^{atrib}|_{MND}$ ,  $W_{i,d}^{atrib}|_{MD}$ ,  $W_{i,d}^{atrib}|_{MI}$ , as quantidades atribuídas para entrega a consumos com MND, MD e MI, respetivamente, do agente de mercado  $i$ , no dia gás  $d$ ;
- $D_{i,d-1}|_{05:00,MI}^{22:00}$ , o desvio 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 a consumos com MI, integrados na carteira de compensação do agente de mercado  $i$ ;
- $\gamma_{RAP}$ , o fator de ajustamento para perdas e autoconsumos relativo à rede de transporte.

Os ajustamentos integram dois termos, um relativo ao alinhamento dos consumos com MND às quantidades veiculadas nas GRMS no dia gás  $d$ , a apurar em  $d+1$ , e outro relativo ao reajustamento das posições dos agentes de mercado na RNTGN após o apuramento das repartições mensais das redes de distribuição a cargo dos ORD. Aplica-se aos ajustamentos a seguinte fórmula:

$$Ajustamentos_{i,d} = A_{i,d-1}^{MND}|_d^{d-1} + A_{i,d}^{Corr.RD}|_M^{M-2}$$

sendo:

- $Ajustamentos_{i,d}$ , os ajustamentos no VTP do agente de mercado  $i$ , no dia gás  $d$ ;
- $A_{i,d-1}^{MND}|_{d+1}^d$ , o ajustamento dos consumos com MND, da carteira de compensação do agente de mercado  $i$ , no dia gás  $d-1$ , a compensar no dia gás  $d$ ;
- $A_{i,d}^{Corr.RD}|_M^{M-2}$ , ajustamento aplicável em todos os dias do mês  $M$  ao agente de mercado  $i$ , referente à correção da repartição mensal da rede de distribuição de um ORD reportada ao mês  $M-2$ , a compensar no dia gás  $d$ .

A fórmula aplicável ao apuramento do desequilíbrio diário com subscrição de flexibilidade de *linepack* é a seguinte:

$$Des_{i,d} = Fornecimentos_{i,d} - Consumos_{i,d} - Ajustamentos_{i,d} + Flex.Linepack_{i,d}$$

sendo:

- $Des_{i,d}$ , o desequilíbrio individual do agente de mercado  $i$ , no dia gás  $d$ ;
- $Fornecimentos_{i,d}$ , os fornecimentos à RNTGN do agente de mercado  $i$ , no dia gás  $d$ ;
- $Consumos_{i,d}$ , os consumos da RNTGN do agente de mercado  $i$ , no dia gás  $d$ ;
- $Ajustamentos_{i,d}$ , os ajustamentos no VTP do agente de mercado  $i$ , no dia gás  $d$ .
- $Flex.Linepack_{i,d}$ , o termo associado ao serviço de flexibilidade do *linepack* subscrito pelo agente de mercado  $i$ , aplicado no dia gás  $d$ .

A fórmula aplicável ao apuramento do desequilíbrio diário com subscrição de flexibilidade de *linepack* corresponde à metodologia de calculo do desequilíbrio diário base à qual se adiciona o termo  $Flex.Linepack_{i,d}$ . Ao termo de flexibilidade do *linepack* aplica-se a seguinte fórmula:

$$Flex.Linepack_{i,d} = Flex_{i,d} + Flex_{i,d-1}$$

sendo:

- $Flex.Linepack_{i,d}$ , o termo associado ao serviço de flexibilidade do *linepack* subscrito pelo agente de mercado  $i$ , aplicado no dia gás  $d$ ;
- $Flex_{i,d}$ , a flexibilidade de *linepack* do agente de mercado  $i$ , aplicada no dia gás  $d$ ;
- $Flex_{i,d-1}$ , a flexibilidade de *linepack* do agente de mercado  $i$ , aplicada no dia gás  $d-1$ .

O termo  $Flex_{i,d}$  varia entre  $\pm Flex_{i,d}^{MAX}$  que representa a tolerância atribuída no processo de subscrição do serviço de flexibilidade do *linepack* integrado no procedimento n.º 5.

O termo  $Flex_{i,d-1}$  corresponde à flexibilidade utilizada no dia gás  $d-1$ , a qual deve ser compensada no dia gás  $d$ .

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

$$MÍNIMO |Des_{i,d}|$$

Sujeito a:

$$Des_{i,d} = Fornecimentos_{i,d} - Consumos_{i,d} - Ajustamentos_{i,d} + Flex.Linepack_{i,d};$$

$$\begin{aligned} Flex.Linepack_{i,d} &= Flex_{i,d} + Flex_{i,d-1}; \\ -Flex_{i,d}^{MAX} &\leq Flex_{i,d} \leq +Flex_{i,d}^{MAX} \end{aligned}$$

O desequilíbrio diário inicial deve ser comunicado pelo GTG aos agentes de mercado, até ao final do dia  $d+1$ , sendo apurado com o recurso aos dados mais fiáveis disponíveis nesse dia.

O desequilíbrio diário final deve ser comunicado pelo GTG aos agentes de mercado, até às 20:00h 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  $d$ .

A correção de consumos com MD de um agente de mercado, num determinado dia gás, não acarreta o recálculo de termos aplicáveis na metodologia de cálculo dos desequilíbrios diários dos dias subsequentes. Termos como os ajustamentos diários ( $A_{j,i,d-1}^{MND}|_d^{d-1}$ ) e as flexibilidades utilizadas ( $Flex_{i,d-1}$ ), uma vez comunicadas aos agentes de mercado, não sofrem alterações. As alterações de consumos com MD após o dia  $d+1$  ocorre apenas nos ajustamentos mensais, com reflexo simultâneo nos reposicionamentos dos restantes agentes de mercado.

## 2.14 PROCEDIMENTO N.º 14 – PREÇOS DE DESEQUILÍBRIO, ENCARGOS DE COMPENSAÇÃO DIÁRIOS E PROCESSO DE CONCILIAÇÃO

O procedimento n.º 14 estabelece a metodologia para o apuramento dos preços de desequilíbrio, dos encargos de compensação e dos pagamentos e recebimentos a realizar no âmbito do processo de conciliação.

A definição dos preços de desequilíbrio a aplicar aos desequilíbrios por excesso e por defeito é feita de forma bastante prescritiva no Regulamento (UE) n.º 312/2014 da Comissão, de 26 de março. De facto, de acordo com este Regulamento o preço de venda a aplicar aos desequilíbrios por excesso deve ser calculado como o valor 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 e o preço médio ponderado do gás no dia gás em causa, menos um pequeno ajuste. De forma análoga, o mesmo Regulamento define que o preço de compra a aplicar aos desequilíbrios por defeito deve ser calculado como o valor 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 gás e o preço médio ponderado do gás no dia de gás em causa, mais um pequeno ajuste. É deixada liberdade para a definição do valor do pequeno ajuste em cada país, no entanto, este deve ser inferior a 10%. A definição de valores superiores a 10% deve ser devidamente justificada.

Assim, a metodologia de cálculo dos preços a aplicar aos desequilíbrios segue as orientações do Regulamento (UE) n.º 312/2014 da Comissão, de 26 de março tendo-se definido um valor de ajuste de 2,5%. Parece importante que a definição do valor do ajuste esteja alinhada no âmbito regional para evitar eventuais oportunidades de arbitragem entre os vários mercados. A eventual alteração deste valor deve ter em conta não só as evoluções legislativas em Espanha e França mas também a experiência que se venha a obter da aplicação dos preços de desequilíbrio em Portugal, nomeadamente, a verificação se os mesmos são dissuasores da existência de desequilíbrios acentuados.

Foi também necessário definir a metodologia de apuramento do preço médio ponderado para os casos em que não existam transações na zona portuguesa. Assim, prevê-se a utilização dos preços médios ponderados verificados em Espanha com a aplicação, a somar ou a subtrair consoante se esteja a calcular o preço marginal de compra ou o preço marginal de venda, da valorização da utilização da capacidade de interligação utilizada no mecanismo de atribuição implícita.

Na determinação dos encargos de liquidação definiu-se que o GTG calcula o desequilíbrio diário de cada agente de mercado que será sujeito à liquidação de preços de desequilíbrio. que corresponde ao desequilíbrio com subscrição de flexibilidade de *linepack* para o dia de gás *d*, definido no Procedimento n.º 13, caso o agente tenha subscrito o serviço de flexibilidade de *linepack*, ou o desequilíbrio diário base definido no mesmo Procedimento, caso contrário.

É ainda definido o processo de conciliação previsto no no Regulamento (UE) n.º 312/2014 da Comissão, de 26 de março, em que são determinados os pagamentos e recebimentos a realizar com base na possibilidade de se poderem vir a apurar diferenças entre os valores de consumos que foram tidos em conta no cálculo dos desequilíbrios com a informação disponível à data em que foram apurados esses desequilíbrios e os consumos que se possam vir a calcular com base em informação disponível em data posterior às datas em que foram apurados os desequilíbrios.

Assim, no caso dos consumos com medições intradiárias, as eventuais diferenças que possam vir a ser apuradas serão valorizadas ao preço médio ponderado do dia de gás, sem qualquer ajuste associado, dado que os agentes atuaram de acordo com a informação que lhes foi disponibilizada no sentido de minimizarem os desvios. No caso das medições diárias, dado que cabe ao agente introduzir as quantidades o mais próximo possível dos consumos efetivos, as eventuais diferenças que se possam a vir a apurar serão valorizadas ao preço do desequilíbrio desse dia gás, no caso de essas diferenças forem no sentido de agravar o desequilíbrio registado no dia *d*, ou se forem no sentido de o desagravarem até ao montante que torne o desequilíbrio registado no dia *d* igual a zero. Os montantes das eventuais diferenças que invertam o sinal do desequilíbrio serão valorizadas ao preço médio ponderado do dia de gás *d*.

Relativamente aos consumos com medições não diárias, dado o curto espaço de tempo para a implementação do Regulamento (UE) n.º 312/2014 da Comissão, de 26 de março, optou-se pela não aplicação de nenhum processo de conciliação financeira relativo às diferenças entre os consumos reais e

os consumos tidos em conta no dia d+1 para cálculo dos desequilíbrios. Essa conciliação ocorrerá de acordo com o processo de apuramento dos ajustamentos mensais definido no procedimento n.º 12 que deverá tomar em consideração as diferenças entre os consumos reais apurados e os consumos definidos para cada agente de mercado na previsão disponibilizada no dia d-1 e nos ajustamentos realizados no dia d+1. Esta metodologia, conforme referido em 2.12 do presente documento, considerou as propostas apresentadas pelos *stakeholders* na consulta da revisão regulamentar do ROI.

Será desejável que, num futuro próximo, se venha aplicar também para os consumos com medição não diária, um processo de conciliação financeira semelhante ao definido para os consumos com medição intradiária e com medição diária de forma a que as diferenças entre os consumos reais e os consumos apurados em d+1 possam ser liquidadas com o preço de referência do período onde se verificaram as diferenças o que poderá significar a evolução do modelo de fornecimento de informações.

Face ao exposto importa prever a possibilidade de as liquidações realizadas em cada mês poderem ser consideradas provisórias tornando-se definitivas seis meses após a emissão da nota de liquidação mensal ou quando já estejam disponíveis todas as contagens relativas aos consumos com medição intradiária e com medição diária.

## **2.15 PROCEDIMENTO N.º 15 – ENCARGOS DE NEUTRALIDADE**

Este procedimento detalha as regras e a metodologia de repartição dos custos e receitas relativos ao pagamento ou ao recebimento de encargos de compensação diária, os relativos às ações de compensação realizadas pelo GTG e as receitas provenientes do serviço de flexibilidade do *linepack*, garantindo a neutralidade de custos e receitas para o GTG.

Nos termos do Regulamento n.º 312/2012, os encargos têm de ser proporcionais ao grau de utilização do ponto ou pontos de entrada e/ou saída da rede de transporte pelo utilizador da rede devendo os mesmos ser discriminados na fatura enviada aos utilizadores das redes<sup>1</sup>. O Código de Rede prevê ainda que quando relevante, a metodologia para o cálculo dos encargos de neutralidade pela compensação possa estabelecer regras para a divisão dos diversos elementos desses encargos e posterior distribuição dos correspondentes montantes pelos utilizadores da rede a fim de reduzir os subsídios cruzados<sup>2</sup>.

Resultou da consulta pública realizada aos Regulamentos do Setor do Gás Natural, em abril de 2016, que a maioria dos interessados manifestou-se a favor da repartição dos encargos de neutralidade, num horizonte mensal, de forma proporcional e direta aos agentes de mercado.

---

<sup>1</sup> Artigo 30.º, n.º 3.

<sup>2</sup> Artigo 30.º, n.º 6.



Os custos e as receitas a considerar para efeitos do apuramento dos encargos de neutralidade estão definidos neste procedimento, designadamente:

1. Os encargos de compensação diária (estabelecidos nos termos do procedimento n.º 14), relativos a desequilíbrios individuais diários dos agentes de mercado (estabelecidos nos termos do procedimento n.º 13) que, uma vez apurados, são repercutidos no balanço de Gás de Operação;
2. 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.
3. As receitas relativas ao serviço de flexibilidade do *linepack*, conforme previsto no procedimento n.º 5.
4. 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.

No que respeita à metodologia de repartição dos custos, a redação proposta prevê que o GTG deverá apurar os encargos de neutralidade agregando, para cada mês, os custos e receitas associadas à atividade de compensação da RNTGN, considerando os custos/receitas supra referidos.

Na sequência desta operação, se o resultado económico do apuramento dos encargos de neutralidade for positivo, o GTG cobrará aos agentes de mercado por rateio dos fornecimentos à RNTGN, agregando o mesmo mês de faturação, de acordo com a seguinte fórmula:

$$EN_{i,M} = \frac{\sum_d \text{Fornecimentos}_{i,d}}{\sum_d \sum_i \text{Fornecimentos}_{i,d}} \times EN_M$$

em que:

$EN_{i,M}$  Encargos de neutralidade aplicáveis ao agente de mercado  $i$ , no mês  $M$ .

$EN_M$  Encargos de neutralidade aplicáveis no mês  $M$ .

$\text{Fornecimentos}_{i,d}$  Fornecimentos à RNTGN do agente de mercado  $i$ , no dia gás  $d$ .

$d$  Dia gás  $d$  do mês  $M$ .

Esta metodologia permite a aplicação dos encargos de neutralidade, de forma simples, favorecendo a liquidez do mercado e os agentes de mercado com carteiras de menores dimensões, permitindo a aplicação a todos os agentes de mercado do mesmo custo (associado aos encargos de neutralidade) por unidade de energia.

Por sua vez, quando o resultado económico do apuramento dos encargos de neutralidade for negativo, o referido montante será devolvido através da tarifa de Uso Global de Sistema, integrando os proveitos da atividade de gestão técnica do SNGN.

Esta regra, semelhante à regra em vigor em Espanha, aprovada pela Circular n.º 2/2015, permite a entrega de receitas ao SNGN permitindo que estes montantes sejam repercutidos de forma direta para os consumidores, por via tarifária.

No que respeita às obrigações de transparência e divulgação, prevêem-se obrigações de publicação na página na internet do GTG dos encargos de neutralidade, o envio de faturação mensal aos agentes de mercado com a discriminação necessária à compreensão do tipo de rúbricas faturadas e informação à ERSE, com periodicidade trimestral, relativa às liquidações e devoluções de receitas ao SNGN.

## **2.16 PROCEDIMENTO N.º 16 – MERCADO SECUNDÁRIO**

Este procedimento não sofreu alterações.

## **2.17 PROCEDIMENTO N.º 17 – CONTRATOS BILATERAIS**

O procedimento n.º 17 estabelece os princípios e as regras que devem reger a celebração de contratos bilaterais entre agentes de mercado para transação de gás natural no SNGN, quer para fazer face à resolução de desequilíbrios individuais, quer por motivos de estratégia comercial.

Este Procedimento foi alterado no sentido de rever alguns detalhes sobre os horários de comunicação.

## **2.18 PROCEDIMENTO N.º 18 – PAGAMENTO, RECEBIMENTOS E GARANTIAS**

O procedimento n.º 18 estabelece os procedimentos relativos aos pagamentos e recebimentos bem como à prestação de garantias.

Este procedimento foi revisto no sentido de os documentos de suporte à liquidação passarem a incluir os pagamentos e recebimentos relativos aos encargos com desequilíbrios, aos encargos de neutralidade e, quando aplicável aos encargos relativos ao processo de conciliação.

Adicionalmente, foram introduzidas disposições no sentido de o GTG poder vir a dispor, para cobrir os incumprimentos de pagamentos relativos a encargos de desequilíbrio de um agente de mercado, das 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.

## **2.19 PROCEDIMENTO N.º 19 – GESTÃO DA INFORMAÇÃO**

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.

Este Procedimento sofreu ligeiras alterações no sentido de atualizar a informação abrangida pelo procedimento, nomeadamente aquela informação que decorre do entrada em vigor do presente Manual de Procedimentos e da aplicação do Regulamento (UE) n.º 312/2014 da Comissão, de 26 de março, bem como incluir alguma informação já existente que se entendeu dever estar abrangida pelo procedimento.

## **2.20 PROCEDIMENTO N.º 20 – GRUPO DE ACOMPANHAMENTO DO FUNCIONAMENTO DO SNGN**

Este procedimento não sofreu alterações

## **2.21 PROCEDIMENTO N.º 21 – ENVIO DE INFORMAÇÃO À ERSE**

O presente procedimento tem como objetivo identificar a informação que deve ser enviada pelo GTG à ERSE no âmbito da sua atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, bem como a periodicidade e os prazos de envio.

Este procedimento foi revisto no sentido de atualizar a informação sujeita a envio à ERSE bem como a periodicidade de envio de alguma informação. Por um lado, a entrada em vigor do presente Manual de Procedimentos e a aplicação do Regulamento (UE) n.º 312/2014 da Comissão, de 26 de março tornou obsoleta alguma da informação que constava do anterior manual e obrigou a prever o envio de nova informação que se passou a produzir. Por outro lado, entendeu-se relevante aumentar a periodicidade do envio informação, alguma com periodicidade diária, para tornar mais efetivo o acompanhamento por parte da ERSE do funcionamento do SNGN no contexto de aplicação do código de rede para a compensação das redes de transporte de gás bem como num contexto de funcionamento do mercado organizado de gás natural.