ERSE
ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

REVISÃO DO
REGULAMENTO DE OPERAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS
DO SETOR DO GÁS NATURAL

DOCUMENTO JUSTIFICATIVO

Dezembro 2015

ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

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

ÍNDICE

1 INTRODUÇÃO 1
2 PROPOSTA DE REVISÃO REGULAMENTAR DO ROI 5
2.1 Programação da operação da RNTIAT 5
2.2 Sistema de compensação da RNTGN.....7
2.3 Modelo de fornecimento de informações para efeitos de compensação da RNTGN ...11

1 INTRODUÇÃO

Nos termos do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, e dos Estatutos da ERSE com a redação dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho, o Regulamento de Acesso às Redes, Infraestruturas e Interligações, o Regulamento das Relações Comerciais, o Regulamento de Operação das Infraestruturas, o Regulamento de Qualidade de Serviço e o Regulamento Tarifário do setor do gás natural são aprovados pela ERSE, através de um processo de consulta pública.

Considerando oportuna a revisão do enquadramento regulamentar do setor do gás natural e a sua discussão com os interessados do setor, a ERSE submete a discussão pública uma proposta de revisão regulamentar que abrange o Regulamento de Relações Comerciais (RRC), o Regulamento Tarifário (RT), o Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações (RARII) e o Regulamento de Operação das Infraestruturas (ROI) do setor do gás natural.

O atual quadro regulamentar do setor do gás natural, aprovado em 2013, incorporou já uma parte substancial das regras comuns para o mercado interno de energia estabelecidas no terceiro pacote legislativo da União Europeia, publicado em julho de 2009, e transposto para a legislação nacional através do Decreto-Lei n.º 230/2012 e do Decreto-Lei n.º 231/2012, ambos de 26 de outubro.

Desde então, foram publicados três regulamentos europeus (códigos de rede europeus), previstos no terceiro pacote de diretivas, com especial relevância no contexto regulamentar do setor do gás natural. Foram publicados o código de rede para os mecanismos de atribuição de capacidade em redes de transporte de gás, através do Regulamento (UE) nº 984/2013, de 14 de outubro, o código de rede para a compensação das redes de transporte de gás, através do Regulamento (UE) nº 312/2014, de 26 de março, e o código de rede para a interoperabilidade e regras de intercâmbio de dados, através do Regulamento (UE) nº 2015/703, de 30 de abril.

A anterior revisão regulamentar antecipou algumas das disposições previstas nestes códigos de rede, importando ainda assim adaptar a regulamentação para permitir total coerência com os referidos códigos de rede. Acrescem as necessárias adaptações decorrentes de alterações legislativas e regulamentares ocorridas no setor do gás natural desde 2013.

Com a presente proposta de revisão regulamentar, a ERSE completa a plena implementação, no quadro regulamentar nacional do setor do gás natural, dos códigos de rede europeus referidos, sendo esse um marco assinalável no processo de integração dos mercados europeus e do mercado ibérico em particular. Importa referir a este respeito que à alteração do quadro regulamentar deverá ainda seguir-se uma revisão dos procedimentos de detalhe operacional e implementação de sistemas pelos operadores e agentes do setor, de forma a tornar efetivas as novas regras na operação diária do sistema nacional de gás natural.

Em julho de 2016 iniciar-se-á o quarto período regulatório no setor do gás natural, o que motiva também uma revisão das metodologias de regulação económica das atividades dos operadores no quadro da atual situação do setor de gás natural e dos desenvolvimentos futuros.

Na vigência do atual quadro regulamentar, foi completado o processo de certificação do operador da rede de transporte de gás natural em regime de separação completa jurídica e patrimonial, decorrendo do terceiro pacote de diretivas, e implementado o processo gradual de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais pelos comercializadores de último recurso. O estado da liberalização do mercado retalhista de gás natural que se atingiu mudou significativamente o contexto do mercado de gás natural e a própria atuação da regulação e dos agentes no mercado. Estas condicionantes marcam também as linhas orientadoras do atual processo de revisão regulamentar.

O Regulamento de Operação das Infraestruturas (ROI) tem como finalidade regulamentar o funcionamento do SNGN no dia gás, com enfoque na operação coordenada das redes e infraestruturas da Rede Pública de Gás Natural (RPGN). O ROI integra as disposições associadas à gestão diária da RPGN, tendo por objetivo estabelecer os critérios e procedimentos de gestão de fluxos de gás natural no dia gás, incluindo a programação e os regimes de operação da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenagem e Terminal de GNL (RNTIAT), os critérios e procedimentos aplicáveis à compensação da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN), o modelo de fornecimento de informações para efeitos de compensação da RNTGN, a coordenação de indisponibilidades na RNTIAT, a gestão logística do abastecimento de Unidades Autónomas de GNL (UAG) e o registo e divulgação de informação relativamente às matérias referidas. O ROI deve salvaguardar a interoperacionalidade das infraestruturas da RPGN, bem como a interoperabilidade da RNTGN com a rede interligada, consagrando os direitos e as obrigações do Gestor Técnico Global do SNGN (GTG), dos operadores das infraestruturas do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) e dos agentes de mercado.

No modelo de organização do ROI, a ERSE optou por consagrar neste regulamento os princípios a observar e as regras gerais de funcionamento do SNGN e da operação das infraestruturas que o integram, remetendo para documentos complementares os detalhes de caráter procedimental, como é o caso do Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN (MPGTG SNGN) e o Manual de Gestão Logística do Abastecimento de UAG (MGLA).

Com 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 natural, tornou-se necessário rever integralmente o modelo para a compensação da RNTGN.

O modelo de compensação das redes de transporte, estabelecido no referido Regulamento Comunitário, difere substancialmente do que presentemente se encontra em vigor no SNGN, o qual se encontra consubstanciado no ROI e no MPGTG em vigor. Com efeito, o modelo em vigor responsabiliza os agentes de mercado pelo equilíbrio entre os seus fornecimentos e os seus consumos na RNTGN, sendo atribuídas

tolerâncias para a gestão do encontro entre a oferta e a procura de gás na rede de transporte. No modelo de compensação, aplicável a partir de 1 de outubro de 2016, é reforçada essa responsabilização individual dos agentes de mercado, passando a haver reconciliação física e financeira no final de cada dia gás. Por outro lado, e de forma a permitir que os agentes de mercado equilibrem os fornecimentos e consumos na RNTGN, são estabelecidos requisitos mínimos em matéria de fornecimento de informação aos agentes de mercado, por parte do GTG e dos operadores das infraestruturas do SNGN, que permita a implementação de um regime de compensação baseado no funcionamento do mercado.

O modelo de compensação estabelecido no Regulamento (UE) n.º 312/2014, da Comissão, de 26 de março, é bastante prescritivo, pelo que a proposta de ROI colocada em consulta pública integra algumas disposições de natureza mais procedimental que, sendo de cumprimento obrigatório, vinculam necessariamente a posterior revisão do MPGTG.

Na revisão do ROI foi também levada em linha de conta o estabelecido no Regulamento (UE) 2015/703, da Comissão, de 30 de abril, que institui um código de rede para a interoperabilidade e regras de intercambio de dados, estando prevista a salvaguarda do princípio de cooperação entre operadores de rede de transporte interligadas e que, ao nível do MPGTG, serão detalhadas algumas das regras adotadas no acordo de interligação Portugal-Espanha.

Para além das grandes alterações referidas, aproveitou-se a oportunidade de revisão do ROI para introduzir melhorias que resultam da experiência de aplicação deste regulamento.

Em documento separado apresentam-se, em modo de revisão, as alterações propostas ao articulado do ROI, sendo que para os textos eliminados se adotou a forma “rasurado” e o novo articulado foi sombreado a amarelo. A numeração do novo articulado efetuou-se mediante a inclusão de letras por ordem alfabética.

As contribuições escritas enviadas à ERSE serão tornadas públicas, salvo indicação expressa em contrário, sendo disponibilizadas na página da ERSE na Internet (www.erse.pt) em “CONSULTAS PÚBLICAS”, onde se encontram também o presente documento e as propostas de revisão dos articulados.

Estas contribuições podem ser enviadas à ERSE até 3 de fevereiro de 2016, preferencialmente por correio eletrónico para o endereço revreggasnatural2015@erse.pt, ou por correio ou fax, para os seguintes endereços:

Morada postal: Rua D. Cristóvão da Gama, 1 1400-113 Lisboa

Fax: 213033201

No dia 14 de janeiro de 2016, terá lugar, nas instalações da ERSE, uma audição pública para a qual se convidam desde já todas as entidades, associações, empresas e demais partes interessadas na revisão dos regulamentos do setor do gás natural. O programa da Audição Pública será oportunamente divulgado na página da ERSE na Internet.

Após a audição pública, e tendo em conta as várias contribuições recebidas, a ERSE irá proceder à elaboração e publicação dos novos regulamentos. Essa publicação será acompanhada de um documento justificativo das soluções adotadas, que integra a análise dos comentários recebidos.

2 PROPOSTA DE REVISÃO REGULAMENTAR DO ROI

A proposta de ROI é composta por dez capítulos, designadamente:

- Capítulo I – Disposições e princípios gerais
- Capítulo II – Programação da Operação da RNTIAT
- Capítulo III – Regimes de operação da RNTIAT no dia gás
- Capítulo IV – Compensação da RNTGN
- Capítulo V – Modelo de fornecimento de informações para efeitos de compensação da RNTGN
- Capítulo VI – Gestão Logística do abastecimento de UAG
- Capítulo VII – Coordenação de indisponibilidades
- Capítulo VIII – Registo e divulgação de informação
- Capítulo IX – Resolução de conflitos
- Capítulo X – Disposições finais e transitórias

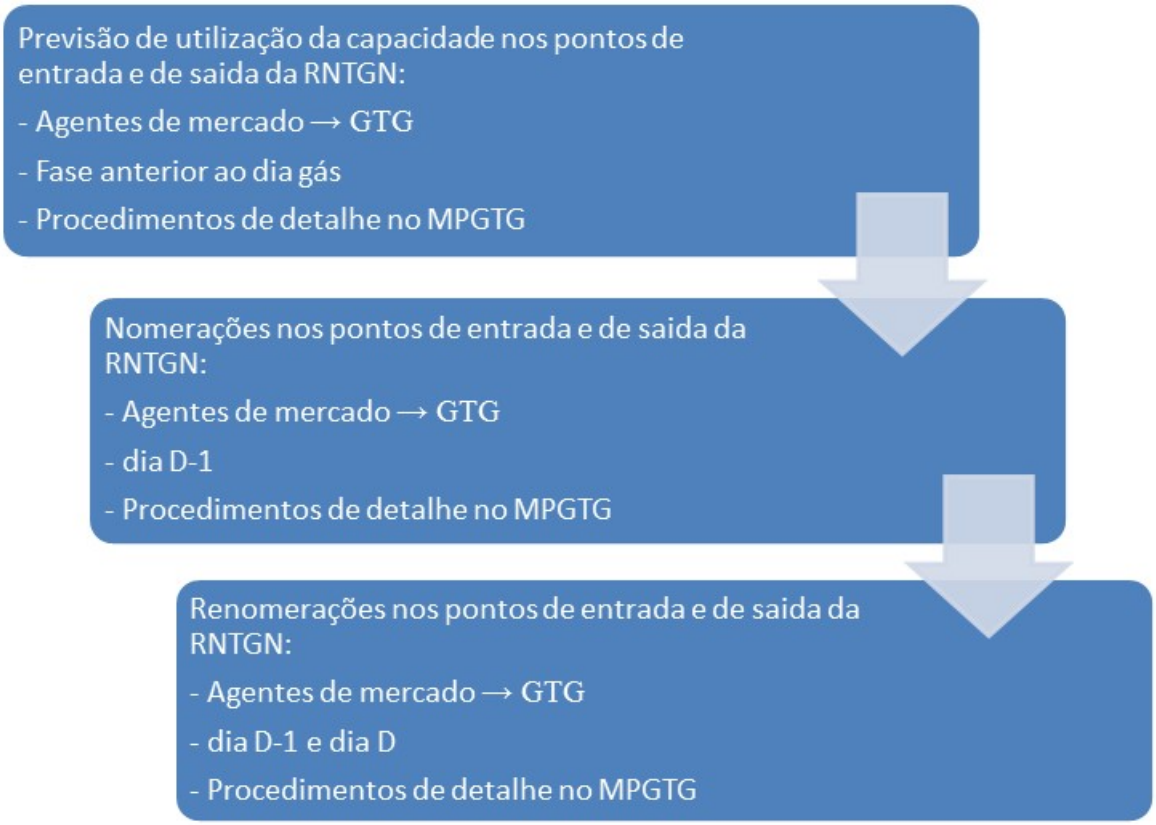
A maioria das alterações propostas na presente revisão regulamentar incide sobre o Capítulo II, Capítulo IV e Capítulo V. Nos restantes capítulos do ROI, as alterações propostas são maioritariamente de forma e não de conteúdo, procurando-se desta forma uma maior clareza e coerência face a práticas que, na perspetiva da ERSE, se poderão manter no decurso do próximo período regulatório.

Tendo em conta o exposto, o presente documento justificativo irá fazer uma síntese das alterações propostas aos Capítulo II, Capítulo IV e Capítulo V.

2.1 PROGRAMAÇÃO DA OPERAÇÃO DA RNTIAT

O presente capítulo refere-se à prestação de informação dos agentes de mercado ao GTG com vista à elaboração do programa de operação da RNTIAT. A figura 2-1 apresenta esquematicamente o modelo de prestação de informação dos agentes de mercado ao GTG, tendo em vista a programação da operação.

Figura 2-1 – Prestação de informação dos agentes de mercado ao GTG, tendo em vista a programação da operação



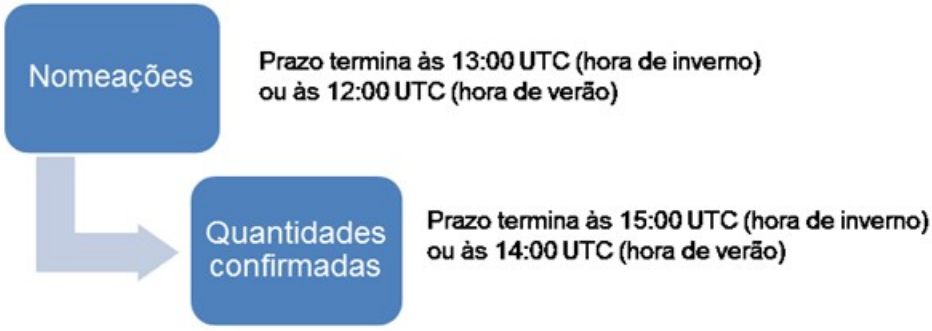
CARACTERIZAÇÃO DA SITUAÇÃO ATUAL

Atualmente, o ROI estabelece o modelo de prestação de informação apresentado na figura 2-1 remetendo todos os detalhes para o MPGTG.

PROPOSTAS DE REVISÃO

Com 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, fica inteiramente definida a forma como decorrem as nomeações para as interligações internacionais, incluindo o horário de submissão das nomeações e de confirmação das respetivas aceitações pelo GTG (quantidades confirmadas).

Figura 2-2 – Submissão de nomeações dos agentes de mercado ao GTG e comunicação das quantidades confirmadas por parte do GTG aos agentes de mercado



Relativamente às renomeações, no código de rede é estabelecido o início do período de renomeação, ainda no dia D-1, e o limite mínimo para o termo desse período, no decurso do dia gás D.

São ainda estabelecidos critérios gerais para implementação de nomeações com discriminação horária, bem como para a rejeição de nomeações e renomeações.

A proposta de alteração do ROI estende o mesmo procedimento aos restantes pontos relevantes de entrada da RNTGN (ligação ao terminal de GNL e às instalações de armazenamento subterrâneo de gás natural), sendo que as quantidades confirmadas pelo GTG (associadas a nomeações/renomeações) nas entradas da RNTGN assumem um caráter vinculativo.

PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO ROI

1. Concorda com a harmonização do procedimento de nomeação para todos os pontos relevantes relativos ao fornecimento (entrega de gás) da RNTGN?

2.2 SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DA RNTGN

O sistema de compensação da RNTGN representa a alteração mais significativa da presente proposta de ROI face ao regulamento presentemente em vigor.

CARACTERIZAÇÃO DA SITUAÇÃO ATUAL

Atualmente o modelo de compensação responsabiliza os agentes de mercado pelo equilíbrio entre os seus fornecimentos e os seus consumos na RNTGN. Para tal são estabelecidas tolerâncias, as quais são o principal instrumento de gestão de risco para o encontro entre a oferta e a procura de gás na RNTGN, afeto às carteiras de compensação dos agentes de mercado. Fora das respetivas tolerâncias, os agentes

de mercado encontram-se em desiquilíbrio individual e é-lhes aplicado o mecanismo de incentivo à reposição de equilíbrios individuais.

O mecanismo de incentivo à reposição de equilíbrios individuais aplica um conjunto de penalidades aderentes aos custo de utilização das infraestruturas, em caso de violação das tolerâncias na RNTGN por excesso/defeito de gás na infraestrutura, ou baseadas num mercado grossista de curto prazo, em caso de falta de gás no SNGN.

Porém, a reposição das existências de gás natural na RNTGN compete sempre aos agentes de mercado que utilizam a rede e o mecanismo de incentivo à reposição de equilíbrios individuais procura desincentivar as práticas menos adequadas dos agentes de mercado, sinalizando-as de forma económica, mas não as soluciona, ou seja, o GTG não interfere através da compra ou venda de gás natural.

PROPOSTAS DE REVISÃO

Com 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, o modelo de compensação da RNTGN em vigor deixa de ter aplicação.

O modelo estabelecido no código de rede reforça a responsabilização dos agentes de mercado no que respeita à gestão do equilíbrio entre os seus fornecimentos e consumos na RNTGN, continuando a estabelecer que as regras devem ser objetivas, transparentes e não discriminatórias.

Os agentes de mercado, à semelhança do modelo atual, devem notificar as transações realizadas na RNTGN, de forma a ajustar as suas posições na referida infraestrutura, em cada dia gás.

No final de cada dia gás é iniciado um processo de apuramento de desequilíbrio diário na RNTGN, de acordo com a seguinte formula:

Desequilíbrio diário = fornecimentos – consumos

Os fornecimentos e consumos correspondem às entradas e saídas de gás natural na RNTGN, sendo atribuídos segundo um processo de repartição ou em função da informação previamente prestada pelo GTG, à qual é dada um caráter vinculativo para efeitos de determinação do desequilíbrio diário. Os procedimentos de detalhe para o apuramento dos fornecimentos e consumos devem integrar a edição revista do MPGTG.

O GTG deve reconciliar as posições dos agentes de mercado no ínicio de cada dia gás, através da aplicação de encargos de compensação diária que mimetizam a aquisição e alienação de gás natural na RNTGN, em função de um preço baseado em regras de mercado.

Dado o grau de desenvolvimento do processo de criação do mercado ibérico de gás natural, em particular a sua integração na aplicação do Regulamento (UE) n.º 312/2014, da Comissão, de 26 de março, todo o detalhe relativamente ao apuramento de preços a aplicar aos desequilíbrios diários deverá ser estabelecido em regulamentação complementar, designadamente no MPGTG e documentos complementares do RRC.

Poderá haver compensação em espécie a cargo dos agentes de mercado, caso esteja em vigor um regime segundo o qual os agentes de mercado possam fornecer gás natural para cobrir perdas e autoconsumos, erros de medição, diferenças entre consumos reais e consumos estimados/atualizações de consumos estimados comunicados pelo GTG aos agentes de mercado e outras formas de gás não contabilizado. As regras relativas a eventuais compensações em espécie devem integrar uma versão revista do MPGTG.

Poderão ainda serem previstas obrigações intradiárias, sob proposta do GTG, aprovadas pela ERSE ouvindo previamente as partes interessadas. As eventuais regras e procedimentos aplicáveis às obrigações intradiárias devem integrar uma versão revista do MPGTG.

O GTG deve garantir a compensação operacional da RNTGN, a qual resulta da gestão do equilíbrio entre fornecimentos e consumos da RNTGN no período intradiário. A compensação operacional é inerente à operação da RNTGN e, no modelo de compensação agora proposto, é proveniente de diferenças entre consumos reais e consumos estimados/atualizações de consumos estimados comunicados pelo GTG aos agentes de mercado, eventuais perdas e autoconsumos compensadas pelo GTG, erros de medição e outras formas de gás não contabilizado, para além das ações de compensação necessárias tomar durante o tempo em que é apurado o desequilíbrio (após o dia gás) e a sua ocorrência.

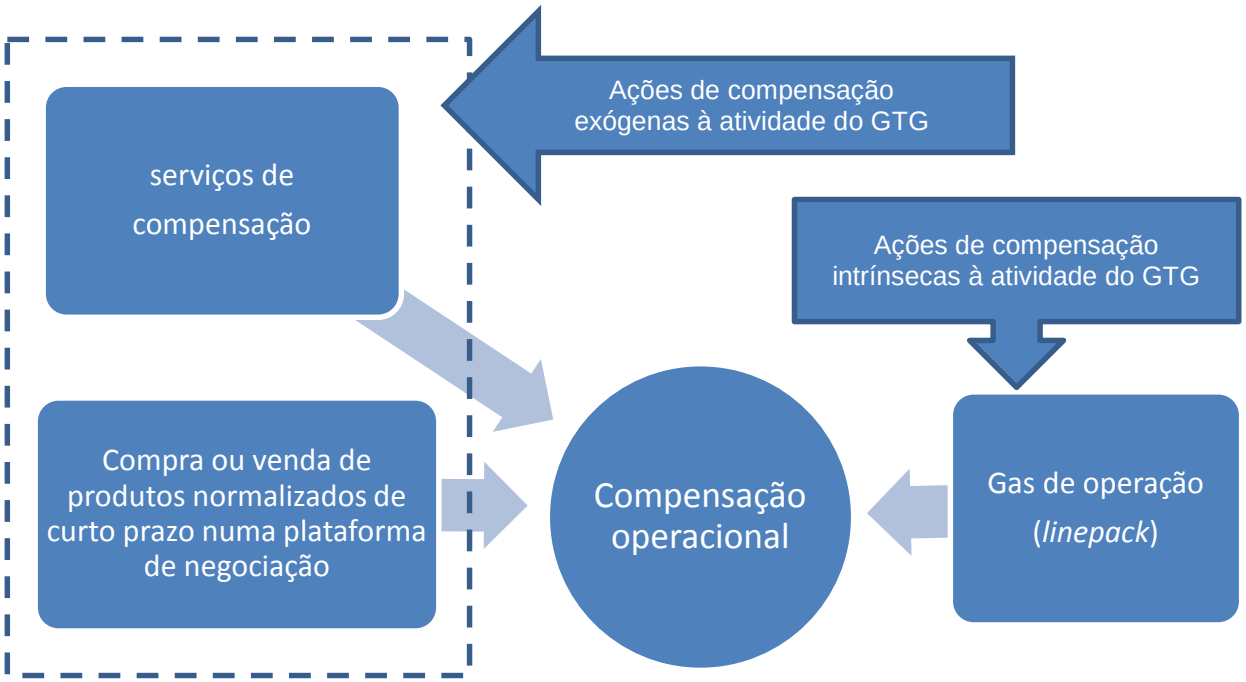
A compensação operacional da RNTGN é concretizada mediante a realização de ações de compensação as quais podem ter um caráter mais ou menos intrínseco à actividade do GTG.

As possibilidades de ações de compensação previstas no Regulamento (UE) n.º 312/2014, da Comissão, de 26 de março, correspondem à compra ou venda de produtos normalizados de curto prazo numa plataforma de negociação ou recurso a serviços de compensação. Ambas as possibilidades são extrínsecas à atividade do GTG, no primeiro caso o GTG recorre a mercados de curto prazo e, na segunda situação, recorre a terceiros para encontrar formas de compensação da RNTGN.

Para além das ações de compensação referidas no regulamento europeu, o GTG dispõe sempre da capacidade de acumulação da própria rede de transporte (*linepack*) e de um *stock* de gás de operação associado ao *linepack* que, no presente modelo de compensação, está associado à reconciliação das posições dos agentes de mercado no final de cada dia gás. Esse gás de operação pode ainda servir para cobrir perdas e autoconsumos nas infraestruturas do SNGN, caso esse regime de operação venha a ser adotado no futuro. O *linepack* e o gás de operação permitem que o GTG execute ações de compensação recorrendo a meios intrínsecos e indissociáveis à sua atividade.

A figura 2-3 apresenta as possíveis ações de compensação à disposição do GTG para a realização da compensação operacional.

Figura 2-3 – Ações de compensação para efeitos da compensação operacional



As ações de compensação referidas anteriormente representam as opções colocadas à disposição do GTG para a realização da compensação operacional, sendo que, de acordo com o Regulamento (UE) n.º 312/2014, da Comissão, de 26 de março, compete ao GTG propor uma ordem de mérito na qual se estabelecem prioridades relativamente à forma como são desencadeadas as referidas ações de compensação. A ordem de mérito para as ações de compensação deve ser aprovada pela ERSE, sendo matéria integrante do MPGTG, e a relação custo-eficiencia das diversas opções deve ser clara e objetiva.

A proposta de ROI, à semelhança do Regulamento (UE) n.º 312/2014, da Comissão, de 26 de março, prevê a possibilidade de ser implementado um regime de incentivos ao GTG com a finalidade de fomentar a liquidez do mercado grossista de gás natural de curto prazo. Esse regime deve incentivar o GTG a realizar de modo eficiente as ações de compensação, maximizando a opção de transação de produtos normalizados de curto prazo. O eventual regime de incentivos deve ser aprovado pela ERSE e integrar o MPGTG, devendo atender ao estado de maturidade do mercado ibérico de gás natural.

A revisão regulamentar do ROI prevê a possibilidade de o GTG colocar à opção dos agentes de mercado um serviço de flexibilidade do *linepack*. Esse serviço de flexibilidade não pode exceder a capacidade de acumulação da RNTGN e deve ser sujeito a contratação prévia entre o GTG e os agentes de mercado, sendo que o GTG não pode repercutir encargos incorridos com a prestação de um serviço de flexibilidade do *linepack* a agentes de mercado que não tenham contratado esse serviço. As condições gerais do

contrato de subscrição de um serviço de flexibilidade do *linepack* devem ser aprovados pela ERSE e integrar o MPGTG. A atribuição do serviço de flexibilidade do *linepack* pode decorrer mediante a aplicação de mecanismos competitivos.

A compensação de perdas e autoconsumos na RPGN pode ser realizada em espécie pelos agentes de mercado utilizadores das infraestruturas, conforme sucede presentemente, ou poderá vir a ser da responsabilidade do GTG. O ROI deixa as duas opções em aberto uma vez que, presentemente, não se consegue antecipar a possibilidade de um futuro mercado de curto prazo de gás natural ser uma solução efetiva para a aquisição de gás de operação para compensação de perdas e autoconsumos na RPGN. O ROI remete para o MPGTG as regras e procedimentos a adotar na compensação de perdas e autoconsumos na RPGN.

A proposta de revisão do ROI apresenta algumas disposições genéricas sobre a neutralidade da atividade de compensação operacional, sendo que o GTG não deve ter lucros ou prejuízos que extravasem um eventual regime de incentivos, também previsto na proposta de ROI. A forma como são repercutivos eventuais custos ou receitas com a atividade de compensação deve ser aprovada pela ERSE, sendo publicada no MPGTG e/ou Regulamento Tarifário. A revisão regulamentar do ROI prevê a supervisão da ERSE relativamente à neutralidade da atividadade de compensação operacional.

PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO ROI

2. Que tipo de serviços de compensação da RNTGN considera poderem ser eficazmente prestados pelos agentes de mercado? Que outros intervenientes considera estarem em condições de prestar serviços de compensação na RNTGN?
3. Considera adequada a implementação de um regime de incentivos que promova a eficiência do GTG relativamente à atividade de compensação operacional?
4. Concorda com a oferta por parte do GTG de um serviço de flexibilidade do *linepack*?
5. Concorda que o serviço de flexibilidade do *linepack* seja atribuído mediante a aplicação de mecanismos competitivos?

2.3 MODELO DE FORNECIMENTO DE INFORMAÇÕES PARA EFEITOS DE COMPENSAÇÃO DA RNTGN

O sistema de compensação da RNTGN responsabiliza os agentes de mercado utilizadores da RNTGN pelo equilíbrio entre os fornecimentos e consumos na RNTGN afetos às respetivas carteiras de compensação. Assim, nos termos do Regulamento (UE) n.º 312/2014, da Comissão, de 26 de março, são estabelecidos requisitos mínimos em matéria de fornecimento de informação aos agentes de mercado, por parte do GTG e dos operadores das infraestruturas do SNGN, salvaguardando o princípio que o reforço

da responsabilização dos agentes de mercado na compensação da RNTGN é acompanhado de uma maior disponibilização de informação relativa aos fornecimentos e consumos inerentes às respetivas carteiras de compensação.

CARACTERIZAÇÃO DA SITUAÇÃO ATUAL

O modelo de compensação em vigor assenta em prestação de informação *ex-post*, cabendo aos agentes de mercado preverem o comportamento dos clientes que integram as suas carteiras de compensação.

PROPOSTAS DE REVISÃO

Com a publicação do Regulamento (UE) n.º 312/2014, da Comissão, de 26 de março, as obrigações de prestação de informação, por parte do GTG e operadores das infraestruturas aos agentes de mercado, passam por disponibilização de previsões de consumo *ex-ante* (no dia D-1), durante o dia gás e após o dia gás.

Para efeitos de aplicação do Regulamento (UE) n.º 312/2014, da Comissão, de 26 de março são segmentados os fornecimentos e consumos com base na aquisição de informação por parte de operadores e GTG, designadamente:

- Os consumos com "medição não diária", nas situações em que a quantidade de gás é medida e recolhida com menos frequência do que uma vez por dia gás.
- Os consumos com "medição diária", nas situações em que a quantidade de gás é medida e recolhida uma vez por dia gás.
- Os consumos e fornecimentos com "medição intradiária", nas situações em que a quantidade de gás é medida e recolhida, no mínimo, duas vezes num dia gás.

No que respeita à segmentação dos fornecimentos e consumos com base na aquisição de informação por parte dos operadores e do GTG, as regras e procedimentos a adotar são estabelecidas no Regulamento das Relações Comerciais (RRC) e na regulamentação complementar que lhe é aplicável. Porém, no que respeita à aplicação do modelo de compensação da RNTGN, os fornecimentos e consumos com medição intradiária integram, no mínimo, os fluxos de gás nas interligações internacionais, na ligação entre o terminal de GNL e a RNTGN, na ligação entre o armazenamento subterrâneo de gás natural e a RNTGN e no fornecimento aos consumidores abastecidos diretamente a partir da RNTGN em alta pressão.

O Regulamento (UE) n.º 312/2014, da Comissão, de 26 de março, é bastante prescritivo relativamente ao modelo de fornecimento de informações para efeitos de compensação da RNTGN. Porém, o citado regulamento comunitário permite três opções para o modelo de fornecimento de informações, designadamente:

- O “caso base”, na situação em que os consumos com medição não diária se baseiam em previsões disponibilizadas no dia D-1 e atualizações intradiárias realizadas no dia gás D.
- A “variante 1”, no caso em que que os consumos com medição diária e não diária se baseiam na distribuição de fluxos (repartições) efectuadas durante o dia gás D.
- A “variante 2”, no caso em que que os consumos com medição não diária se baseiam em previsões disponibilizadas no dia D-1.

Todas as opções referidas anteriormente tratam de forma igual a prestação de informações referente aos fornecimentos e consumos com medição intradiária. Assim, tendo em conta o referido relativamente aos critérios mínimos para integração dos fornecimentos e consumos na RNTGN como de medição intradiária, conclui-se que, observando os dados de 2014, os consumos com medição intradiária representam, no mínimo, um valor próximo dos 50% da procura do SNGN.

Na presente revisão regulamentar, a ERSE optou pelo modelo de fornecimento de informações relativo à variante 2, estando a proposta motivada nos seguintes aspetos:

- Sendo a escolha do modelo de informações impactante para os consumos com medição diária e medição não diária, a ERSE optou por escolher a metodologia mais próxima do modelo atual, o que exclui a variante 1, que obriga a repartições no dia gás D, as quais assumem um caráter vinculativo para os consumos com medição diária.

  Esta opção para o SNGN obrigaria a uma agilização do processo de troca de informações entre os operadores de redes de distribuição e o GTG, no que respeita aos consumidores com medição diária, que, no curto prazo, não é concretizável. Importa ainda notar que, no contexto europeu, apenas o Reino Unido assumiu a escolha mais ambiciosa, ou seja, optou pela variante 1.

- No que respeita ao caso base e à variante 2, a única diferença entre estas duas opções prende-se com a disponibilização de atualizações no dia gás D, relativamente aos consumos com medição não diária, sem que essa atualização seja baseada em repartições de fluxos reais obtidos durante o dia gás D.

  A ERSE entende que as atualizações dos consumos sem medição diária, no dia gás D, deve recorrer de alguma forma a repartições, as quais para serem executadas com um rigor mínimo carecem da aquisição de dados relativamente aos consumidores com medição diária nas redes de distribuição. Com efeito, a vantagem adicional de realizar atualizações aos consumos com medição não diária, sem recurso a fluxos medidos, integrando apenas variações de variáveis mais ou menos parametrizáveis, como por exemplo condições climatéricas, não aporta grande valor acrescentado.

  Assim, a ERSE entende ser mais relevante para o funcionamento do mercado retalhista a prestação de informação com maior anterioridade, no dia D-1, tendo essa informação um caráter vinculativo o que, numa ótica de concorrência, coloca os agentes de mercado em pé de igualdade. Esta medida elimina o risco de exposição a desequilíbrios individuais aos agentes de mercado com

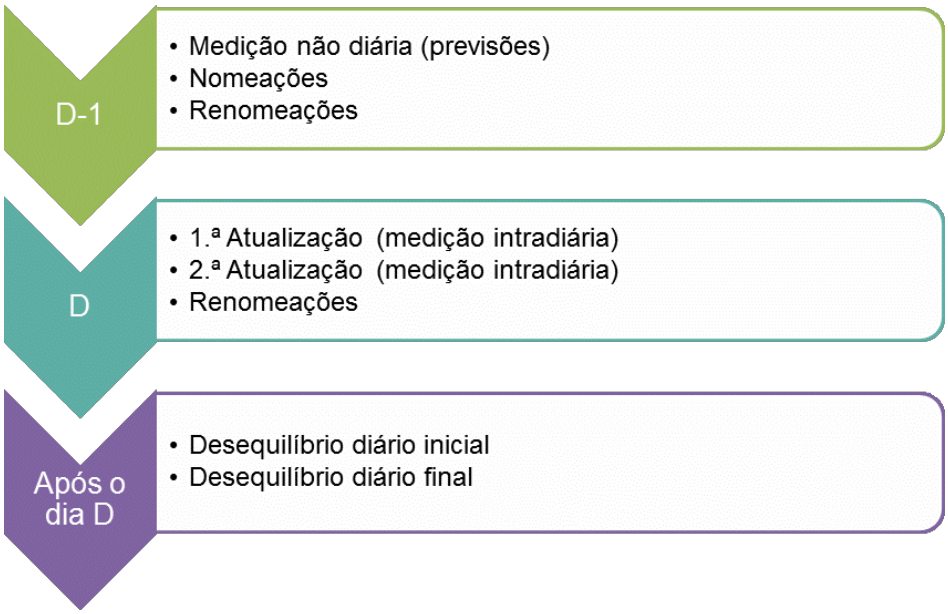
menor experiência e que forneçam os consumidores de menor consumo, isto é, o segmento dos consumidores com medição não diária.

- A ERSE, tendo em conta os dados históricos e a atual caracterização dos consumidores com medição não diária no SNGN, estima que este segmento esteja abaixo dos 10% da procura nacional. Assim, parece ser aceitável optar por um modelo de compensação que, para os consumidores com medição não diária, seja baseado em estimativas dadas a conhecer aos agentes de mercado no dia D-1, sendo essas estimativas vinculativas para o apuramentos dos desequilíbrios diários. As diferenças entre estas estimativas e os fluxos reais a apurar *ex-post* terão previsivelmente um impacto muito reduzido na compensação da RNTGN e representarão custos muito reduzidos para o GTG.
- A ERSE iniciou em Março de 2015 um grupo de trabalho com o GTG e os operadores das infraestruturas do SNGN, incluindo os operadores das redes de distribuição, com a intenção de lançar a implementação do Regulamento (UE) n.º 312/2014, da Comissão, de 26 de março, que institui o código de rede para a compensação das redes de transporte de gás. Nesses trabalhos foi analisada, de forma exaustiva, qual a opção que melhor se ajustaria ao SNGN, tendo a opção recaído sobre a variante 2. Seguidamente foi realizado um *workshop* juntando GTG, operadores e os agentes de mercado em atividade em Portugal, tendo a opção pela variante 2 merecido a aceitação de todos os presentes.

A figura 2-4 apresenta, de uma forma genérica, a forma como se aplica o modelo de compensação, com prestação de informação por parte do GTG aos agentes de mercado sobre:

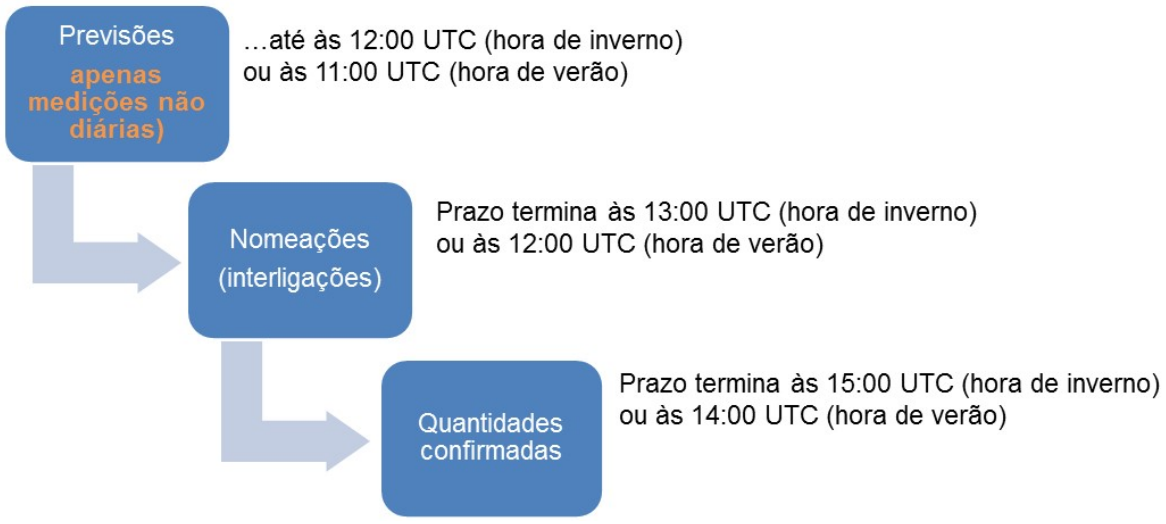
- Os consumos sem medição diária e abertura das janelas de nomeação e renomeação no dia D-1;
- Os fornecimentos e consumos com medição intradiária (com um mínimo de duas atualizações) mantendo aberta a possibilidade de renomeações, no dia gás D;
- O apuramento de consumos reais (em particular para os consumos com medição diária) sendo obtido o desequilíbrio diário inicial e o desequilíbrio diário final com caráter indicativo e vinculativo, respetivamente, após o dia gás D.

Figura 2-4 – Esquema funcional do modelo de compensação da RNTGN



A figura 2-5 e a figura 2-6 apresentam, para o dia D-1 e para o dia gás D um encadeamento das principais interações entre o GTG e os agentes de mercado.

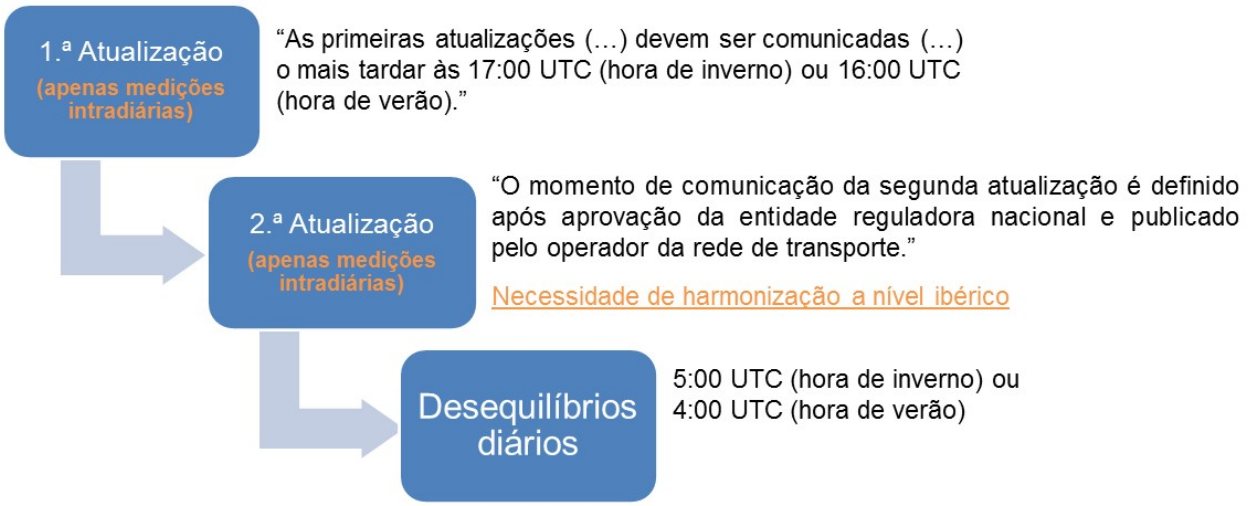
Figura 2-5 – Encadeamento das interações entre o GTG e os agentes de mercado, no dia D-1, relativamente ao modelo de compensação da RNTGN



No que respeita ao dia D-1, importa salientar que a prestação de informação relativamente aos consumidores com medição não diária ocorre uma hora antes do fecho da janela de nomeações e que a abertura da janela de renomeações sucede imediatamente após a atribuição de quantidades confirmadas

pelo GTG aos agentes de mercado. As renomeações mantêm-se durante o dia gás D, não podendo terminar antes de um período de três horas que antecede o termo do dia gás D.

Figura 2-6 – Encadeamento das interações entre o GTG e os agentes de mercado, no dia gás D, relativamente ao modelo de compensação da RNTGN



Durante o dia gás D, o GTG tem que fornecer, no mínimo, duas atualizações dos fornecimentos e consumos com medição intradiária, sendo que os desequilíbrios diários reportam ao final do dia gás D, ainda que o seu apuramento seja concretizado após o dia gás.

O GTG e os operadores das infraestruturas do SNGN, em particular os operadores das redes de distribuição, devem articular a troca de informações relativa à implementação do modelo de compensação, sendo que os procedimentos e formatos a adoptar para o efeito serão matéria do MPGTG.

Outros aspetos em aberto, nomeadamente as atualizações relativamente aos fornecimentos e consumos com mediação intradiária, a prestar pelo GTG aos agentes de mercado, bem como apuramento e prestação de informação sobre repartições, desequilíbrios diários iniciais e finais, serão integrados no MPGTG.

A revisão do ROI refere ainda a intervenção da entidade responsável pelas previsões que, nos termos do Regulamento (UE) n.º 312/2014, da Comissão, de 26 de março, responde pela previsão dos consumos com medição não diária.

A grande exigência dos novos procedimentos associados à prestação de informação aos agentes de mercado, por parte do GTG, conduzem à necessidade de definir detalhadamente o processo e implementar plataformas eletrónicas. O desenvolvimento e evolução das regras de detalhe e da implementação de plataformas eletrónicas será feito no âmbito de um processo de consulta e participação do GTG, operadores das infraestruturas do SNGN e agentes de mercado, após a revisão do ROI.

PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO ROI

6. Para efeitos da aplicação do modelo de compensação, de que forma considera adequado segmentar os consumidores com medição intradiária, com medição diária e com medição não diária?
7. Considera que a prestação de duas atualizações relativamente aos fornecimentos e consumos com medição intradiária é suficiente?