



Consulta pública 96:

Proposta de reformulação dos regulamentos do gás - RARII, ROI e MPGTG e RT

Documento de comentários

Enquadramento

A produção de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono é uma das várias medidas adotadas no setor energético para a descarbonização da economia, no âmbito da transição energética. Nesse sentido, o Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, veio estabelecer num único diploma a organização e funcionamento do Sistema Nacional de Gás e seu regime jurídico, unificando o regime aplicável ao anterior Sistema Nacional de Gás Natural, que passou a denominar-se Sistema Nacional de Gás (SNG).

Neste contexto, e decorrente das disposições do Decreto-Lei n.º 62/2020, a ERSE submete agora a consulta pública regulamentação referente ao setor do gás, apresentando as propostas de alteração relevantes, para uma adequada adaptação das normas regulamentares às novas atividades de produção, quer de gases de origem renovável, quer de produção de gases de baixo teor de carbono, introduzindo também os respetivos produtores como novos agente de mercado, consagrados pelo regime jurídico.

Adicionalmente, para além da necessária adaptação ao novo regime jurídico, a proposta apresenta outras alterações, que decorrem dos desenvolvimentos regulamentares que se tem verificado mais recentemente.

Neste contexto, o Grupo EDP agradece a oportunidade e apresenta de seguida os seus comentários, esperando contribuir de forma positiva para esta consulta pública.

Os comentários serão apresentados por blocos, correspondentes à forma como os documentos foram apresentados a consulta pública, nomeadamente:

- A. Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações (RARII)**
- B. Regulamento de Operação das Infraestruturas (ROI) & Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNG (MPGTG)**
- C. Regulamento Tarifário (RT)**
- D. Proposta de Diretiva para a devolução de existências e aquisição de gás de enchimento da RNTG**

- A -
Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações (RARI)

Introdução

Tendo em consideração que as regras de acesso dos utilizadores às infraestruturas e redes do SNG são estabelecidas no Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações (RARII), é fundamental que, ao abrigo do novo regime jurídico, este regulamento contemple a concretização da injeção de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono nas redes do SNG.

Igualmente, e para além do tema da injeção de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono nas redes do SNG, importa incorporar as restantes alterações introduzidas pelo novo diploma do setor do gás, bem como incluir alterações pontuais de melhoria do RARII, fruto, não só, da experiência de aplicação e da evolução da subregulamentação, mas também pelo quadro das circunstâncias em que se aplicará o novo regulamento, caracterizado por fatores marcantes e distintivos face ao passado, nomeadamente:

- i. O aparecimento de **produção e injeção de gases** de origem renovável nas redes de transporte e distribuição, conforme já referido;
- ii. A tendência de **redução do consumo de gás** e uma **maior intermitência e incerteza desse consumo** no segmento da produção de eletricidade;
- iii. O início do funcionamento da plataforma de **negociação no VTP português** (MIBGAS);
- iv. O **crescimento do GNL** e a **diversificação das fontes** de gás; e
- v. O **fim gradual dos contratos de take-or-pay** com impacte no mercado português, em particular o contrato com entrada por Campo Maior.

A.1. Comentários gerais

A.1.1. Contratos de utilização das infraestruturas e injeção nas redes de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono

O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, veio possibilitar a produção de gases de baixo teor de carbono ou de origem renovável com vista à sua injeção total ou parcial na rede pública de gás, autoconsumo individual ou coletivo, aplicação no setor dos transportes ou exportação.

Apesar do regime jurídico prever o autoconsumo individual ou coletivo, a ERSE estabelece na proposta ora apresentada que **o conceito do produtor para efeitos do RARII é apenas aplicável em situação de injeção na rede**. Considerando, aliás, que **nas modalidades de autoconsumo,**

as infraestruturas de ligação entre o produtor e os consumidores não integram as concessões ou licenças de distribuição ou de transporte, nem existe uso das redes nas outras utilizações possíveis para a produção própria.

Neste contexto, a EDP entende que a regulamentação deve-se desenvolver, prevendo a **possibilidade do autoconsumo com recurso às infraestruturas do SNG**, nomeadamente com recurso às redes de transporte e distribuição de gás. Desta forma, deve ser estabelecida uma base regulamentar que não seja limitativa e permita o desenvolvimento de projetos que promovam a produção e a injeção dos gases relevantes, já que as instalações de produção e consumo podem não estar inseridas numa rede própria, nem localizadas numa área de proximidade. Faz-se notar, que esta possibilidade permite também minimizar os impactos negativos para os ativos regulados, face à tendência de redução do consumo de gás e ao subsequente decréscimo da utilização das infraestruturas.

Importa também referir que, quanto ao **contrato de uso das infraestruturas**, o mesmo **deve estabelecer** as condições técnicas de injeção de gás na rede, quanto à sua qualidade, pressão e outros parâmetros da injeção, ou quanto ao **nível permitido de injeção na rede, para cada produtor e para cada local de ligação**, garantindo que a injeção de gases de origem renovável nas redes não deve prejudicar o cumprimento das bandas de qualidade aplicáveis ao gás fornecido aos clientes finais. A este respeito o DL n.º 62/2020 cria as condições regulatórias para a definição das quotas de incorporação de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono, como instrumento fundamental para atingir a neutralidade carbónica em 2050. Assim, entendemos que deve existir uma coordenação eficaz entre as normas legislativas e regulamentares, para que sejam explicitados os níveis de quotas **mínimos de incorporação destes gases no SNG, determinando-se igualmente as bandas de injeção admissíveis para cada tipo de gás renovável e de baixo teor de carbono.**

A.1.2. Inovação nas redes de gás e projetos-piloto

A EDP entende a inclusão de projetos piloto como uma medida positiva para o desenvolvimento de soluções inovadoras para setor do gás. Do mesmo modo, e tal como no passado, entendemos que em matérias que envolvem novas realidades de mercado que resultam na necessária adaptação do setor, a nível tecnológico, de gestão operacional e regulamentar, seria também neste caso benéfica, a criação de grupos de trabalho para um acompanhamento mais ativo da implementação de novas soluções e uma constante reflexão sobre a evolução do seu modelo regulamentar.

Igualmente, a ERSE refere no documento justificativo que acompanha esta consulta, que a incorporação de gases de origem renovável nas redes de transporte e distribuição de gás natural implica adaptações ao modelo de operação e monitorização dessas redes, além de exigir uma avaliação rigorosa das condições técnicas de cada rede local para receber injeção de outros gases, sendo que os projetos-piloto devem ter um processo de aprovação e divulgação pública, de forma a receberem a legitimidade regulamentar exigível.

Neste contexto, o DL n.º 62/2020 refere que se tem demonstrado que em países com boa cobertura de rede de gás natural, como o setor do gás em Portugal, permitem desde já incorporações controladas de outros gases nas infraestruturas, sem necessidade de ajuste e investimentos adicionais significativos.

Assim, importa clarificar se a proposta de alteração regulamentar, onde se introduz o produtor como novo agente e se prevê a possibilidade de injeção de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono na rede pública de gás, considera que qualquer que seja o projeto nesta matéria, este estará sujeito à apresentação de um projeto-piloto.

A.1.3. Atribuição de capacidade suplementar nas interligações internacionais

Nesta proposta estabelece-se que, verificando-se a existência de procura por capacidade suplementar nas interligações internacionais, os operadores poderão realizar estudos sobre projetos de investimento que ofereçam a capacidade necessária. Os projetos estão sujeitos à aprovação pelos reguladores das redes interligadas, sendo que a oferta de capacidade suplementar deve ser sujeita a um teste económico e a pedidos vinculativos de capacidade pelos agentes de mercado.

A EDP vê como positiva a proposta apresentada pela ERSE, mas considera importante que o processo seja transparente, devendo ser dada a conhecer aos agentes de mercado a análise de viabilidade económica, com base numa análise de custo-benefício, onde os mesmos também pudessem estar envolvidos através de uma consulta a interessados.

A.1.4. Atribuição de capacidade para reservas de segurança

Ao exemplo do que a EDP já tem transmitido, voltamos a reforçar que no que se refere à determinação da capacidade das reservas de segurança, considera-se que deve existir uma uniformização da fórmula de cálculo do apuramento dos consumos comerciais para reservas de segurança, de forma a que haja um alinhamento com a validação do apuramento de capacidade atribuível para essas mesmas reservas.

A ERSE procedeu à modificação do Procedimento 10º do MPAI, clarificando que a validação prévia, pelo GTG, das solicitações para reserva de segurança, deverá ser feita pelo mesmo critério que está definido na lei para as reservas de segurança (ponto 1.3.2. do Procedimento 10º do MPAI, relativo à determinação de capacidade para reservas de segurança). A ERSE faz nota, na síntese de comentários à consulta de interessados sobre a alteração dos procedimentos do MPAI, que a metodologia a aplicar é “a da lei referente às quantidades de reserva de segurança, com as necessárias adaptações”.

Neste sentido, consideramos que a ERSE deve promover esforços junto das entidades competentes de forma a garantir a implementação da regulamentação da fórmula de cálculo das reservas de segurança.

A.2. Comentários específicos

Artigo 3.º Siglas e Definições

A proposta define o gás como sendo “*a mistura homogénea de gás natural e outros gases, nas quotas estipuladas nos termos do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, do Regulamento da Rede Nacional de Transporte de Gás e do Regulamento da Rede Nacional de Distribuição de Gás, destinada à introdução no consumo*”. Tal como já referido no comentário ao ponto A.1.1. deste documento, entende-se que as quotas para a incorporação de gases renováveis ou de baixo teor de carbono devem ser claramente estabelecidas, devendo haver um esforço conjunto entre o legislador e o regulador, no sentido de densificar esta matéria nas peças legais e regulamentares relevantes.

A EDP entende que o conceito da Cisterna devia estar definido neste artigo do articulado.

Artigo 6.º Obrigações de serviço público

A EDP entende que este artigo, que estabelece as obrigações de serviço público, poderia enunciar essas mesmas obrigações ao exemplo do disposto no RARII vigente, já que a alteração proposta para este artigo, apenas refere que as obrigações estão estabelecidas na lei.

Artigo 10.º Condições gerais dos contratos de uso das infraestruturas

O n.º 1 deste artigo determina que “*as condições gerais que devem integrar os contratos de uso das infraestruturas são aprovadas pela ERSE, após consulta aos agentes de mercado, na sequência de proposta apresentada pelo operador da infraestrutura a que o contrato diz respeito, [...].*”

Contudo, verifica-se que a disposição, que determinava o prazo no qual as propostas referidas no n.º 1 deveriam ser apresentadas à ERSE, foi eliminada. A EDP entende que deve haver uma previsibilidade do prazo em que essas propostas tenham que ser apresentadas ao regulador, após a entrada em vigor do presente regulamento.

Artigo 11.º-A Suspensão do contrato de uso das infraestruturas

O n.º 7 deste artigo estabelece que *“suspensa o contrato de uso das infraestruturas, o agente de mercado deve ser notificado pelo operador da rede com o qual celebrou contrato para, no prazo máximo de 10 dias úteis, proceder à regularização comprovada das situações que motivaram a suspensão do contrato de uso das infraestruturas, sob pena de, findo o referido prazo, o contrato cessar, nos termos do artigo seguinte.”*

No âmbito da diretiva que determina as regras da gestão integrada de garantias do SEN e do SNG, e tendo em conta o carácter prudencial da mesma, propõe-se a seguinte redação neste ponto para uma maior clarificação: *“No momento da suspensão do contrato de uso das infraestruturas, o agente de mercado deve ser notificado [...].”*

As disposições previstas na Diretiva n.º 2-A/2020, de 14 de fevereiro, preveem que a suspensão dos contratos de uso das infraestruturas despoleta o processo do fornecimento supletivo. Assim, tal como é determinado na disposição do n.º 9 deste artigo, em que com a suspensão do contrato de uso das infraestruturas, o operador da rede deve dar conhecimento ao operador logístico de mudança de comercializador no prazo máximo de 24 horas, também o comercializador de último recurso retalhista deveria ter conhecimento desse facto.

Artigo 36.º Mercado secundário

A EDP entende positiva a inclusão tanto da proposta para que os produtos uniformizados de capacidade harmonizada transacionados no mercado secundário possam ser decompostos em produtos uniformizados de menor duração, devendo manter a sua natureza (capacidade harmonizada), como também, a possibilidade do GTG poder implementar uma plataforma de transação secundária dos direitos de capacidade, para promover a utilização eficiente das infraestruturas.

Contudo, as disposições deste artigo referem que **os agentes de mercado devem notificar o GTG da transferência ou revenda de direitos de utilização da capacidade, através da plataforma para notificações das transações no mercado secundário de direitos de utilização da capacidade.**

A este respeito, importa fazer notar que a regulamentação em vigor, nomeadamente o MPAI publicado em março de 2020, apenas determina que a notificação da transferência é realizada por via eletrónica, tornando-se necessária uma maior densificação da regulamentação nesta matéria.

Adicionalmente, deverá ser permitido aos Agentes de Mercado realizar transações em produtos de diferentes maturidades na plataforma de negociação.

Artigo 45.º Princípios gerais da atribuição coordenada da capacidade nos pontos de interligação da RNTG

O n.º 3 deste artigo estabelece que a capacidade é atribuída de ambos os lados da fronteira, na mesma quantidade e ao mesmo agente de mercado. Contudo, entende-se que a redação devia mencionar que a quantidade é a mesma, mas sujeita a ajustamentos pelas condições de temperatura de referência.

A.2.1. Falta de atualização de remissões

Artigo 17.º Informação para efeitos do acesso às infraestruturas

O n.º 8 deste artigo deve ser substituído por alínea a) e todas as numerações subsequentes devem ser alteradas de acordo com esta correção.

Artigo 28.º Informação sobre novos projetos de investimento

O n.º 10 deste artigo deve ser substituído por alínea a) e todas as numerações subsequentes devem ser alteradas de acordo com esta correção.

Artigo 29.º Supervisão dos projetos de investimento

O n.º 4 deste artigo deve ser substituído por alínea a) e todas as numerações subsequentes devem ser alteradas de acordo com esta correção.

Artigo 47.º Produtos de capacidade a atribuir coordenadamente

A redação do n.º 7 deste artigo deve ser revista como se indica de seguida: “Os produtos de capacidade harmonizada podem ter um carácter firme ou interruptível, sendo que os produtos de capacidade harmonizada previstos no n.º 4 n.º 5 do Artigo 45.º oferecidos em base firme são obrigatórios”.

Artigo 56.º-A Livro de reclamações

A numeração das disposições deste artigo deverá ser corrigida.

- B -

Regulamento de Operação das Infraestruturas (ROI)

&

Regulamento Manual de Procedimentos da Gestão

Técnica Global do SNG (MPGTG)

B.1. Introdução

O Regulamento de Operações das Infraestruturas (ROI) estabelece os critérios e os procedimentos de gestão de fluxos de gás natural, a prestação dos serviços de compensação e as condições técnicas que permitem aos operadores das infraestruturas da RNTIAT a gestão destes fluxos, assegurando a sua interoperacionalidade com as redes a que estejam ligados, bem como os procedimentos destinados a garantir a sua concretização e verificação, consagrando os direitos e as obrigações dos agentes de mercado. O ROI prevê também o Manual de Procedimentos (MPGTG), que tem por objeto estabelecer, de uma forma integrada, os procedimentos relativos ao funcionamento do SNG e à operação das respetivas infraestruturas.

Tendo em consideração as alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que concretiza a possibilidade de produção de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono e a sua injeção nas redes de gás natural, e à necessidade de concluir a implementação regulamentar feita em 2016, concretizando assim de forma plena as disposições do código de rede europeu para a compensação das redes de transporte de gás¹, a ERSE propõe agora a revisão regulamentar do ROI e do MPGTG.

B.2. Comentários gerais

Nos últimos anos, os desenvolvimentos regulatórios, tanto a nível nacional como a nível europeu, têm vindo a criar condições para uma maior integração do mercado, sendo importante que as regras sobre a compensação das redes de transporte de gás facilitem as transações de gás em diferentes zonas de compensação, contribuindo assim para o desenvolvimento da liquidez do mercado e para a existência de um mercado interno plenamente operacional e interligado na União Europeia (EU).

Desta forma, a regulamentação tem vindo a transferir responsabilidades do GTG para os agentes de mercado, sendo estes, aliás, os responsáveis pelo equilíbrio entre os seus fornecimentos e os seus consumos. Assim, as regras de compensação são destinadas a promover o mercado grossista do gás de curto prazo, com plataformas de negociação estabelecidas para facilitar ainda mais o comércio de gás entre os utilizadores da rede e o operador da rede de transporte, ainda que este último assuma, cada vez mais, um papel residual na compensação das redes de transporte.

Neste contexto, a EDP não pode deixar de fazer notar que a transferência de responsabilidades do GTG para os agentes de mercado deve promover a concorrência, mas não deve introduzir

¹ Regulamento (UE) N.º 312/2014 da Comissão, de 26 de março de 2014.

custos acrescidos para o sistema, que seriam evitáveis e que em nada contribuem para o objetivo de assegurar a todos os consumidores a possibilidade de comprar energia aos melhores preços.

Adicionalmente, a regulamentação europeia² sobre esta matéria, também determina que as regras de compensação aí estabelecidas devem refletir necessidades genuínas da rede, tendo em conta os recursos ao dispor dos operadores das redes de transporte, e proporcionar incentivos para que os utilizadores da rede equilibrem as suas carteiras de compensação de modo eficiente. Ora sobre este ponto, importa referir que o GTG em Portugal está numa posição privilegiada face à maioria dos seus congéneres europeus por dois motivos principais, nomeadamente, porque controla a atuação em todas as infraestruturas em alta pressão (AP), as quais fazem parte dos ativos do mesmo grupo económico, e não tem a preocupação de ver as suas redes a servir de corredores, que servem apenas para a passagem do gás entre países terceiros.

Assim, a EDP defende que a regulamentação deveria reforçar a utilização da capacidade intrínseca do SNG, aproveitando conjuntamente o poder de atuação do próprio GTG, sem que com isso prejudique a participação dos agentes de mercado no mercado grossista de curto prazo. Pelo contrário, desta forma evitar-se-iam custos acrescidos para o sistema, que decorrem da inação do GTG em situações em que claramente tem competência e capacidade para atuar sem comprometer os princípios da concorrência entre agentes de mercado, e assim prejudicando o objetivo principal de assegurar a todos os consumidores a possibilidade de comprar energia aos melhores preços.

A título de exemplo, tem-se o processo de renomeação em que apesar do valor indicado ser em kWh/dia, o valor aceite será apenas o proporcional ao período do dia para o qual a renomeação é considerada, mesmo na situação em que operacionalmente o GTG tivesse capacidade para aceitar a totalidade do valor diário submetido.

Já relativamente às operações de compra e venda de gás com vista à correção de desequilíbrios, por parte dos agentes de mercado, existe algum risco de se verificar uma baixa liquidez no futuro pólo português do Mibgás, o que se pode traduzir em níveis de preço pouco representativos. Nesta medida, consideramos que este risco poderia ser mitigado através de várias medidas, nas quais se podem incluir:

² Regulamento (UE) N.º 312/2014 da Comissão, de 26 de março de 2014.

- Ofertar parte da capacidade de linepack em função dos consumos dos agentes, devendo o preço de reserva deste linepack ser reduzido e regulado dentro do limite que é atribuível a cada agente para a capacidade de linepack, devendo a capacidade remanescente ser contratada em leilão;
- Reduzir as penalizações para as situações de desequilíbrio;
- Garantir que na ausência de preço no pólo português do Mibgás, os preços marginais a aplicar na compra e na venda não sejam superiores aos registados no pólo espanhol mais/menos tarifa de interligação do último horizonte disponível.

B.3. Comentários específicos – ROI

Relativamente ao mecanismo de flexibilidade do *linepack*, a ERSE não propõe alterações ao mecanismo propriamente dito, considerando para o efeito que a *“flexibilidade atribuída absorve os desequilíbrios do agente de mercado até ao limite da flexibilidade, momento a partir do qual o agente entra em desequilíbrio”*. Ainda assim, o GTG identificou um modelo alternativo ao atual mecanismo de flexibilidade do *linepack*, no qual se aplicaria uma abordagem de “cash-out” da flexibilidade que seja utilizada no final de cada dia gás. Neste modelo de “cash-out”, a utilização da flexibilidade para absorver, por exemplo, excessos de entrada de gás, implicaria que o agente de mercado recebesse por esse mesmo excesso o preço médio ponderado desse mesmo dia, sem incorrer em penalizações.

No que respeita à questão colocada no documento justificativo, na qual é pretendido saber a opinião dos agentes sobre a implementação de um mecanismo alternativo baseado numa lógica de “cash-out”, é do nosso entendimento que este mecanismo sugerido não apresenta vantagens face ao modelo atualmente em vigor. Nesta medida, consideramos que o atual mecanismo já permite que os agentes de mercado efetuem convenientemente a gestão de flexibilidade do *linepack*.

Relativamente ao ponto 2 do Artigo 41º, relativo às obrigações intradiárias, é referido que as mesmas deverão poder obrigar à realização de nomeações e renomeações com detalhe horário, do disposto do Artigo 14º. Nesta medida, é do nosso entendimento que as obrigações intradiárias não deverão poder dar origem a desequilíbrios e encargos de compensação em horizontes menores que o horizonte diário, pelo que propomos a alteração da redação do ponto 2 do Artigo 41º de forma a refletir esta questão.

Assim, sugerimos a seguinte redação do ponto em questão:

~~“2 - As obrigações intradiárias podem obrigar à realização de nomeações e renomeações com detalhe horário, nos termos do Artigo 14.º.”, bem como dar origem a desequilíbrios e encargos de compensação em horizontes temporais menores que o horizonte diário.~~

B.4. Comentários específicos - MPGTG

Procedimento nº 2 – Critérios Gerais de Operação

- Ponto 2 – Funcionamento das infraestruturas da RNTIAT

No que respeita à manutenção das condições mínimas de operação do Terminal de GNL, os Agentes de Mercado já garantem, atualmente, a disponibilização de um volume de GNL imobilizado no TGNL em concordância com o volume informado ao GTG, no início de cada ano gás. Nesta medida, são os agentes de mercado que suportam a capacidade de armazenamento do GNL imobilizado.

- Ponto 5.2. – Ordem de mérito aplicável nas ações de compensação

A maximização do nível de participação dos agentes de mercado nas ações de compensação deverá ser incentivada pelo GTG, através da colocação de ordens de compra e venda com dimensão tal que possam ser viabilizadas com recurso a capacidade de curto prazo, mas também que estejam ao alcance do maior número possível de agentes de mercado.

Neste sentido, as ofertas de compra e venda de gás por parte do GTG não deverão ter um limite máximo por ação, garantindo assim que as ações de compensação não sejam comprometidas por eventos externos que possam requerer um volume e frequência de operações por parte do GTG superior ao limite que se propõe estabelecer.

Procedimento nº 3 – Programação da Operação

- Ponto 2 – Coordenação de indisponibilidades

Atualmente, o GTG publica o Plano de Indisponibilidades da RNTIAT até ao dia 15 de junho do Ano-1, procedendo a atualizações a este mesmo programa de acordo com as alterações que venham a ser verificadas nas indisponibilidades previstas ou que sejam solicitadas novas indisponibilidades que afetem as infraestruturas da RNTIAT, as interligações internacionais e/ou interfaces com a RNDG.

Nesta medida, seria da maior importância coordenar com os Agentes de Mercado a gestão técnica das alterações que se venham a verificar no Plano de Indisponibilidades, com vista à

mitigação de possíveis impactos negativos a nível técnico, mas também económico na gestão das suas carteiras.

- Ponto 3 – Previsão da Utilização das Capacidades

Os agentes de mercado devem disponibilizar ao GTG informação relevante, e com detalhe diário, relativamente às quantidades previstas de utilização de energia. Adicionalmente, deve ser referida a previsão de utilização das quantidades de emissão para a RNTG, de enchimento de cisternas e transações de existências que venham a ser realizadas na infraestrutura do terminal de GNL.

Adicionalmente, os Agentes de Mercado devem atualizar a informação fornecida ao GTG sempre que se verifiquem quaisquer alterações de cariz relevante.

Nesta ótica, o GTG poderia dar feedback ao Agente de Mercado sobre os possíveis impactos na gestão da TGNL por via das alterações registadas nas previsões inicialmente fornecidas.

- Ponto 4.5 – Publicação do Programa de Operação

O programa de operação será publicado diariamente pelo GTG, com horizonte mensal e detalhe diário, sendo constituído por um conjunto de informações específicas para a RNTG, Terminal de GNL e Armazenamento subterrâneo. Adicionalmente à disponibilização desta informação com horizonte mensal e detalhe diário, consideramos relevante que a mesma seja ampliada para um horizonte de pelo menos 2 meses.

No que respeita às informações relativas ao programa de operação de RNTG, o mesmo contempla a previsão de consumos de gás para fornecimento às centrais a ciclo combinado.

Considerando que um número bastante reduzido de Agentes de Mercado do setor elétrico opera centrais a ciclo combinado, no qual se inclui a EDP, a divulgação de informação relativa a estes volumes poderá constituir informação sensível na medida em que pode revelar a estratégia de exploração. Adicionalmente, consideramos que a discriminação e respetiva divulgação desta tipologia de informação aos demais Agentes de Mercado não se afigura relevante e passível de contribuir para a sustentabilidade e eficiência do SNG.

No que respeita ao TGNL e AS, a publicação dos volumes de entradas e saídas poderá, igualmente, enquadrar-se enquanto informação sensível ao indicar uma estimativa de contratação de capacidade dos Agentes de Mercado.

Adicionalmente, sugerimos que o plano de chegada de navios de GNL no terminal seja ser publicado com um horizonte trimestral ou anual, permitindo uma melhor gestão das atribuições dos slots.

Já no que respeita à publicação do programa de operação por parte do GTG, o mesmo deveria ser disponibilizado via web aos agentes de mercado, e não ao público em geral.

Procedimento nº 5 – Serviço de flexibilidade do *linepack*

- Ponto 2 – Condições de Oferta do Serviço de Flexibilidade de *Linepack*

No ponto 2.1. do Procedimento nº 5, no qual se elencam as condições sob as quais o GTG pode colocar à disposição dos Agentes de Mercado um serviço de flexibilidade do *linepack*, é referida a possibilidade de se estabelecer “uma percentagem máxima sobre a capacidade total de subscrição por cada agente de mercado, acima da qual o agente de mercado só poderá subscrever capacidade depois de satisfeitos os pedidos de subscrição dos restantes agentes de mercado”, mecanismo que nos parece adequado dado que salvaguarda os interesses das partes envolvidas e possível falta de liquidez no Mibgás.

Adicionalmente, consideramos que os leilões do serviço de flexibilidade do *linepack* deverão acontecer após os leilões dos restantes serviços.

A aplicabilidade do referido critério para a oferta do serviço de flexibilidade do *linepack* por parte do GTG aos Agentes de Mercado poderia ser em certa medida estendida a todos os produtos anuais da RNTIAT.

Procedimento nº 7 – Nomeações, renomeações, pré-notificações, e notificações de transação

- Ponto 2.2 – Renomeações

O sistema de gás, ao contrário do setor elétrico, possui a capacidade de permitir a gestão da flexibilidade de forma intrínseca, considerando as diversas formas de utilizar o gás armazenável para uma correta e eficiente gestão do sistema. A utilização dos serviços de flexibilidade por parte dos Agentes de Mercado traz-lhes benefícios não só económicos, mas também operacionais, na medida em que lhes permite efetuar uma gestão otimizada da sua carteira. Nesta medida, quaisquer medidas que possam causar um aumento artificial dos custos para os Agentes de Mercado, como por exemplo as restrições às nomeações ou as suas respetivas revisões, podendo traduzir-se num aumento dos custos, que por sua vez, se repercutirão nas tarifas de venda aos clientes finais.

As renomeações comunicadas pelos Agentes de Mercado ao GTG, posteriormente integradas no Programa de Operação após a devida confirmação, deverão "respeitar a capacidade atribuída

ao agente de mercado, observada a respetiva exequibilidade no período remanescente do dia gás para o qual tem efeitos".

O referido processo de renomeação não deverá ainda indicar uma quantidade inferior à proporção da quantidade confirmada no período desde o início do dia gás e até à hora em que produza efeitos, nem indicar uma quantidade superior à proporção dos respetivos direitos de utilização de capacidade no período a partir da hora em que produz efeitos e até ao final do dia gás.

Os Agentes de Mercado que operem centrais a ciclo combinado encontram-se não só expostos à variação do nível de consumo de gás dos seus ativos, mas também à necessidade de obrigatoriamente fazer cumprir as necessidades de geração indicadas pelo operador de sistema do mercado elétrico no que respeita à mobilização de reserva de regulação secundária.

Adicionalmente, os volumes de gás inicialmente programados para fornecimento às centrais a ciclo combinado e às carteiras de clientes em alta pressão poderão sofrer alterações substanciais e/ou verificar situações de indisponibilidades fortuitas. Este género de ocorrências pode causar um grande impacto no programa de renomeação, implicando uma grande alteração face ao programa inicial.

- Ponto 2.4 – Rejeição de nomeações e renomeações

O ponto 2.4. do Procedimento nº7 elenca as diversas situações nas quais o GTG pode rejeitar total ou parcialmente as nomeações ou renomeações solicitadas pelos Agentes de Mercado.

Como discriminado na alínea h) do ponto 2.4., nos casos em que a renomeação solicitada indique uma quantidade que não permita a respetiva exequibilidade no período remanescente do dia gás para o qual tem efeitos, nas condições referidas no ponto 2.2. do Procedimento nº7, o GTG poderá rejeitar total ou parcialmente a mesma.

Tendo em consideração que as nomeações e renomeações são vinculativas até ao horizonte atual e nas duas horas seguintes, respetivamente, a imprevisibilidade face às quantidades poderão conduzir a um aumento dos custos e redução na eficiência no sistema de gás. Uma medida de mitigação poderia passar pela publicação das leituras dos consumos dos clientes em alta pressão com detalhe horário.

Procedimento nº 8 – Atualização de fornecimentos e consumos com medição intradiária no dia gás

- Ponto 2.2 – Atualização de informação de fornecimentos e consumos de medição intradiária

As comunicações diárias das atualizações por parte do GTG aos Agentes de Mercado durante o dia gás d, ocorrem em três períodos distintos. Tendo em consideração a variabilidade dos consumos de medição intradiária, esta informação poderia, complementarmente, ser disponibilizada com granularidade horária considerando que as leituras disponibilizadas são de cariz vinculativo, enquanto que as seguintes poderão ainda ser alteradas. Ressalva-se que atualmente o GTG já disponibiliza a informação com detalhe horário no seu portal, ainda que tal não esteja previsto na regulamentação.

Procedimento nº 9 – Repartições

- Pontos 3.3.1. (envio de informação relativa à repartição diária) e 3.3.2. (envio de informação relativa à repartição final)

Desde a introdução das Regras de Balanço em Portugal, verifica-se que as obrigações dos Agentes de Mercado têm vindo a aumentar progressivamente quando comparadas às que são aplicadas aos operadores, especialmente no que respeita ao envio de informação e prazos de disponibilização da mesma.

O envio de informação por parte dos operadores da rede de distribuição ao GTG até às 12h00 implica que a sua disponibilização aos Agentes de Mercado apenas aconteça perto das 13h00, o que não permite o seu devido processamento de forma atempada para ser considerada no processo de nomeação diária.

Conforme proposto no Procedimento nº7, as renomeações são realizadas tendo como base a nomeação diária que é realizada até às 13h00, implicando que a disponibilização de toda a informação relevante deva acontecer de forma atempada, de forma a poderem ser integradas no processo de nomeação diária.

Tendo em maior consideração que os Agentes de Mercado contribuem para o equilíbrio e gestão eficiente do sistema de gás, será relevante a partilha atempada de informação relativa a dados de consumo, bem como de acertos.

Procedimento nº 10 – Balanços

- Ponto 6 - Ajustamento às existências dos agentes de mercado

A nova medida introduzida de ajustamento, por parte do GTG, às existências dos Agentes de Mercado poderá conduzir a uma contratação de capacidades no TGNL baseadas em estimativas, o que não sucede no modelo atual.

A incorporação dos ajustamentos comunicados pelo GTG aos Agentes de Mercado nas suas programações, nomeações e renomeações poderão traduzir-se num aumento dos processos burocráticos e numa perda de eficiência e, conseqüentemente num aumento de custos para os clientes finais.

É do nosso entendimento que o modelo vigente de comunicação permanente entre o GTG e os Agentes de Mercado encontra-se bem implementado, pelo que as novas medidas adicionadas não aumentam o nível de transparência.

Procedimento nº 11 – Apuramento de ajustamentos no dia d+1

- Ponto 3 - Prestação de informação de desvios e ajustamentos aos agentes de mercado

O envio de informação por parte dos operadores da rede de distribuição ao GTG até às 12h00 implica que a sua disponibilização aos Agentes de Mercado apenas aconteça perto das 13h00, o que não permite o seu devido processamento de forma atempada para ser considerada no processo de nomeação diária.

Conforme proposto no Procedimento nº 7, as renomeações são realizadas tendo como base a nomeação diária que é realizada até às 13h00, implicando que a disponibilização de toda a informação relevante deva acontecer de forma atempada, de forma a poderem ser integradas no processo de nomeação diária.

Procedimento nº 13 – Apuramento de desequilíbrios diários

- Ponto 2 - Processos e critérios para o apuramento de desequilíbrios

A determinação de desequilíbrios integra, para além dos valores dos consumos e fornecimentos, um termo de correções das estimativas que são feitas aos consumos com MD, sempre que o ORD não tenha obtido as leituras dos equipamentos de medição instalados até ao fim do dia e se "aproximem as previsões dos consumos com medição não diária (MND) aos consumos reais apurados à posteriori no decurso dos ciclos de leitura."

Atendendo que na atual proposta para o MPGTG não existirá desequilíbrios finais, deverá ser clarificado se o Agente de Mercado deve suportar os erros de leitura intermédios. Consequentemente, as ineficiências verificadas no sistema são suportadas pelos Agentes de Mercado, que aumentam os seus custos prejudicando assim os consumidores finais.

Procedimento nº 14 - Preços de desequilíbrio diários, encargos de compensação diários e processo de conciliação

- Ponto 8 - Apuramento dos pagamentos e recebimentos relativos ao processo de conciliação

Tendo em consideração que o apuramento das quantidades que o Agente de Mercado deve fornecer para efeitos de cálculo do desequilíbrio não incluem os dados de novas medidas ou a correção de medidas existentes após o dia de gás d+1 (relativas a consumos com medição intradiária ou com medição diária), estes terão de ser incluídos no processo de conciliação financeira.

Os erros que se verificarem nas leituras constituem uma penalização que deve ser liquidada pelos Agentes de Mercado, sem que os mesmos assumam qualquer controlo sobre o apuramento das referidas leituras.

Considerando que não é possível efetuar uma reposição de gás em espécie, o processo de reconciliação financeira deveria considerar um nível de preços sem penalidade, tal como acontece quando o mesmo se encontra dentro dos limites do *linepack*.

Já no que respeita aos consumos com medição não diária, as conciliações financeiras serão valorizadas ao PMPd apurado, não havendo lugar a penalizações e sendo o gás repostado ao valor do dia em causa. Não sendo possível a reposição do gás em espécie, os Agentes de Mercado ficam mais expostos ao risco de preço.

A informação passada que diz respeito à rúbrica de ajustamentos deverá, nesta medida, passar a ser disponibilizada com detalhe mensal.

Procedimento nº 15 – Encargos de neutralidade

- Ponto 3 – Custos elegíveis para efeitos de aplicação do apuramento dos encargos de neutralidade

O princípio da neutralidade, do disposto do Artigo 44º do ROI, indica que o GTG não deve ter lucros ou prejuízos decorrentes do pagamento ou recebimento de encargos de compensação diária ou intradiária, bem como de outros encargos relativos a ações de compensação. Adicionalmente, o GTG deve repercutir nos agentes de mercado que utilizam a rede de

transporte, os custos e receitas que decorram da sua atividade de compensação da RNTG, de acordo com uma metodologia a aprovar pela ERSE, e publicada no MPGTG.

Nesta medida, consideramos que a metodologia a aprovar pela ERSE, relativamente ao princípio de neutralidade, deve excluir do seu âmbito todos os custos decorrentes do incumprimento de um agente de mercado que tenha valores em dívida para com o sistema. Nesta medida, quaisquer valores devidos pelo agente de mercado neste âmbito deverão ser cobertos pela sua respetiva garantia.

- C -

Regulamento Tarifário (RT)

C.1. Introdução

O Regulamento Tarifário estabelece os critérios e métodos para a formulação de tarifas e preços de gás, bem como o processo de cálculo e determinação dos proveitos permitidos e das tarifas, a aplicar pelos operadores das infraestruturas, o operador logístico de mudança de comercializador, o comercializador do SNGN e os comercializadores de último recurso, os quais têm em comum a regulação económica das suas atividades, pela ERSE.

Neste contexto, e atendendo às alterações introduzidas pelo novo regime legal, torna-se necessária a revisão regulamentar do Regulamento Tarifário (RT), para que seja assegurado não só o tratamento tarifário das novas funções atribuídas às entidades reguladas, mas também a definição das regras de aplicação tarifária devidas pela injeção de gases renováveis e de baixo teor de carbono

C.2. Comentários gerais

C.2.1. Preço médio de referência de venda a clientes finais

Como referido no documento justificativo que acompanha esta consulta, o n.º 8 do artigo 55.º do Decreto-Lei n.º 62/2020 estabelece que a ERSE deve elaborar, anualmente, um relatório indicando os preços recomendados para o fornecimento de gás em BP, os quais resultam da soma das tarifas de acesso às redes, tal como definidas no Regulamento Tarifário, com os custos de referência da atividade de comercialização e com os custos médios de referência de aquisição de gás, com o objetivo de estabelecer uma referência para os consumidores, e tendo em vista o apoio dos referidos consumidores na contratação do fornecimento de gás.

Neste contexto, a ERSE propõe um novo artigo, onde se inclui o conceito de preço médio de referência de venda a clientes finais, correspondendo esta aceção ao preço recomendado estabelecido no Decreto-Lei n.º 62/2020. A EDP acolhe esta proposta positivamente, pois permite clarificar o conceito de preço recomendado.

C.2.2. Margem da Comercialização – Remuneração do Fundo de Maneio

Como referido no documento justificativo que acompanha esta consulta, até ao momento, a ERSE não incluía nenhum incentivo implícito à gestão eficiente das necessidades de fundo de maneio, na metodologia de cálculo da remuneração do fundo de maneio da atividade de Comercialização de gás.

No entanto, atendendo ao que foi estabelecido na Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, em particular ao prolongamento da vigência das tarifas transitórias de venda a clientes finais aos

consumidores em baixa pressão até 31 de dezembro de 2025, a ERSE propõe a aplicação de um procedimento que limite os impactos para o sistema que resultem do alargamento, de forma não controlada, dos períodos de recebimento e de pagamento das necessidades de financiamento.

Desta forma, o procedimento proposto é concretizado com a alteração da fórmula de cálculo da remuneração do fundo de maneiio, passando a distinguir os valores de recebimentos e pagamentos, aos quais aplica o Prazo Médio de Recebimentos (PMR) e o Prazo Médio de Pagamentos (PMP), respetivamente. Adicionalmente, a fórmula introduz uma limitação de 90 dias ao diferencial aceite entre o PMR e o PMP, e passa a aplicar a taxa de IVA aos valores dos recebimentos e pagamentos, a qual nos parece adequada, uma vez que os pagamentos e recebimentos são efetivamente concretizados com IVA.

A EDP reconhece como positivas algumas das alterações propostas na fórmula de remuneração do fundo de maneiio, mas não pode deixar de manifestar preocupação com o facto de se pretender limitar o diferencial entre os prazos médios de recebimentos e pagamentos, numa altura em que se impôs às empresas medidas excepcionais no contexto da COVID-19, que as impede de atuar perante a dívida dos seus clientes, aumentando o PMR e conseqüentemente as necessidades de fundo de maneiio. Pelo exposto, a EDP entende que deve ser eliminada a limitação do diferencial entre o PMR e o PMP.

Por outro lado, gostaríamos de realçar que, de acordo com a nova fórmula proposta, caso os recebimentos de uma rubrica (p.ex. receitas derivadas da aplicação da tarifa de comercialização) sejam inferiores aos respetivos pagamentos (p.ex. custos de comercialização) a remuneração do fundo de maneiio daria origem a um pagamento ao sistema, não obstante o PMR ser superior ao PMP. Neste caso, o comercializador seria duplamente prejudicado, não só pela insuficiência da tarifa de comercialização para cobrir os seus custos, como também por esse facto originar um pagamento adicional ao sistema a título de fundo de maneiio.

Neste contexto, a EDP entende que, a exemplo da restrição imposta relativamente ao diferencial entre o PMR e o PMP, o qual não pode ser negativo, também deveria ser considerada a mesma restrição no que diz respeito à diferença entre o valor dos recebimentos e pagamentos, verificada rubrica a rubrica.

Assim, propomos que, sempre que se verifique um saldo negativo em alguma das rubricas da fórmula (relativas a aquisição de gás, acessos ou comercialização), para efeitos de cálculo, o valor do recebimento da rubrica relevante deve assumir o valor do pagamento correspondente.

Exemplo para o caso da rubrica relativa aos custos de aquisição de gás:

$$\text{Se } \tilde{R}_{CVGS}^{CUR_k} - \tilde{C}_{G,CURGS}^{CUR_k} < 0 \text{ então } \tilde{R}_{CVGS}^{CUR_k} = \tilde{C}_{G,CURGS}^{CUR_k}$$

Sendo:

$\tilde{R}_{CVGS}^{CUR_k}$ = Rendimentos do Comercializador de último recurso retalhista k, por aplicação da tarifa de Energia acrescidos do valor do sobreproveito e aditividade, previstos para o ano s

$\tilde{C}_{G,CURGS}^{CUR_k}$ = Custos com a aquisição de gás à atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos Comercializadores de último recurso previstos para o ano s, calculados de acordo com o estabelecido no Artigo 99.º.

Desta forma, pretende-se evitar que o comercializador de último recurso retalhista, que pode ser impactado por margens negativas que não controla, seja também penalizado por via da remuneração do fundo de maneiio.

Por último, faz-se notar que a fórmula de cálculo parece ser omissa quanto às rúbricas referentes à tarifa do OLMC.

C.2.3. Preços de Transferência

A ERSE refere no documento justificativo que acompanha a consulta, que a Portaria n.º 1446-C/2001, de 21 de dezembro estabelece as normas aplicáveis à elaboração do Dossier de Preços de Transferência, nomeadamente, a elaboração obrigatória para os sujeitos passivos que tenham, no período de tributação em causa, realizado operações com entidades relacionadas e um valor anual de vendas líquidas e outros proveitos superiores a 3.000.000 euros. Adicionalmente, também refere a nova redação do n.º 3 do artigo 130.º do Código do Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas (Código do IRC), em vigor desde 1 de outubro de 2019, que veio obrigar os sujeitos passivos cuja situação tributária é acompanhada pela Unidade dos Grandes Contribuintes (UGC), a proceder à entrega do processo de documentação respeitante à política adotada em matéria de preços de transferência.

Pelo exposto, entendemos que as normas legais supra-referidas tem um âmbito fiscal e não regulatório. No entanto, a EDP não se opõe à proposta apresentada, mas faz notar a necessidade de garantir a confidencialidade no tratamento e eventual divulgação de informação, em matérias que envolvem grupos económicos cotados em bolsa e desenvolvem a sua atividade em mercado concorrencial.

C.2.4. Alteração do enquadramento do incentivo à aquisição de gás pelo CURg em mercado

Em maio de 2020, a ERSE colocou a consulta pública (Consulta Pública n.º 89) uma proposta de regulamentação complementar, que permitisse operacionalizar o incentivo para a aquisição de gás natural em mercado pelo CURg.

No documento justificativo que acompanha a consulta, a ERSE refere que *“na anterior consulta pública não ficaram claros, para os stakeholders, os benefícios associados à aplicação deste mecanismo, apesar dos benefícios económicos que teriam decorrido caso este incentivo tivesse já sido aplicado”*. Neste âmbito, a EDP entende que a proposta agora apresentada mantém o sentido da última proposta apresentada a consulta, continuando a não ser claro como funcionaria o mecanismo, sobretudo no que respeita à passagem dos desvios negativos para a UGS a pagar por todos os clientes do setor.

- D -

**Proposta de Diretiva para a devolução de existências e
aquisição de gás de enchimento da RNTG**

D.1. Introdução

A proposta de diretiva apresentada pela ERSE a consulta pública vem estabelecer as regras a aplicar ao gestor técnico global (GTG), para que este:

- proceda à devolução aos agentes de mercado das existências de gás natural por estes constituídas na RNTGN, nos termos da Diretiva n.º 18/2016, de 27 de outubro, não se incluindo para este efeito, as existências constituídas na Reserva Operacional nos termos da mesma Diretiva;
- proceda à devolução aos agentes de mercado das existências de gás natural por estes constituídas na Reserva Operacional, nos termos da Diretiva n.º 18/2016, de 27 de outubro;
- adquira as quantidades para efeitos de enchimento do *linepack*; e
- adquira as quantidades para efeitos da constituição da extensão do gás de operação.

D.2. Comentários gerais

A EDP reconhece que a proposta apresentada é positiva e acolhe alguns dos comentários realizados na consulta prévia sobre a adaptação das regras de compensação das redes, aquando da consulta pública n.º 90 de julho de 2020.

Não obstante, a EDP entende que a diretiva agora apresentada a consulta deve salvaguardar o bom funcionamento do mercado, evitando criar constrangimentos desnecessários para as partes envolvidas neste processo. A este respeito a diretiva deve, desde logo, explicitar que a concretização das operações de devolução de existências aos agentes de mercado deve ser bem articulada entre o GTG e esses mesmos agentes, tanto no que se refere às operações programadas, como também às situações anómalas que possam ocorrer. Por outro lado, entendemos que a devolução de existências aos agentes de mercado devem dar primazia aos dias úteis em comparação com os dias de feriados e fins de semana.