

Comentários da Endesa à 54.^a Consulta Pública sobre a Proposta de Revisão Regulamentar do Sector do Gás Natural para o Período Regulatório 2016-2019

Fevereiro de 2015

Após análise das propostas de revisão dos Regulamentos de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações (RARII), Operação das Infraestruturas (ROI), Tarifário (RT) e Relações Comerciais (RRC), apresentadas pela ERSE, junto enviamos as respostas da Endesa às perguntas formuladas na Consulta Pública:

1. Comentários associados à modificação do Regulamento Tarifário (RT)

2.1 TARIFAS DE ACESSO À REDE DE TRANSPORTE - CONTRATOS DE CAPACIDADE DIÁRIA PARA ENTREGA A CLIENTES

1. A introdução de uma opção tarifária flexível com contratação diária na tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicável às entregas em AP.

Esta alteração tem impacto nos artigos 17.º, 18.º, 20.º, 23.º, 25.º, 48.º, 49.º, 49.º-A, 49.º-B, 52.º e 109.º do Regulamento Tarifário e nos artigos 136.º, 138.º, 138.º-A, 139.º, 139.º-A, 140.º, 230.º e 235.º do Regulamento de Relações Comerciais.

Valorizamos muito positivamente a proposta em consulta pela ERSE, que na nossa opinião permite endereçar três objectivos fundamentais:

- Criar em Portugal uma opção tarifária adequada ao regime actual de utilização dos consumidores do mercado eléctrico convencional permitindo um previsível aumento dos volumes de gás no SNGN, factor que será indutor de menores custos na operação das infra-estruturas (em particular do Terminal de GNL) em benefício de todos os consumidores.
- Harmonizar as regras de mercado entre Portugal e Espanha, onde esta opção já existe e vinha a provocar uma discriminação positiva dos consumidores do mercado eléctrico convencional espanhóis sobre os portugueses no Mercado Ibérico da Electricidade (MIBEL), resultando em perdas significativas de consumo de gás para o Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN);
- Eliminação de distorções entre o Sistema Eléctrico Nacional (SEN) e o SNGN, que vinham a penalizar os consumidores de gás do mercado eléctrico convencional quando, por determinação legal/regulamentar, estavam forçados a realizar arranques de teste em períodos sem funcionamento comercial, que determinavam, de acordo com as opções tarifárias existentes, pesados encargos fixos que não podiam ser recuperados.

De facto, desde 2010, o SNGN tem vindo a perder volumes no segmento do mercado eléctrico convencional. No ano 2014 este problema atingiu a sua expressão máxima, com o parque de ciclos combinados a gás natural em regime de mercado a funcionar menos de 2%, com vários dos 7 grupos instalados a não terem trabalhado em todo o ano. Entre 2010 e 2014, o SNGN perdeu aproximadamente 18TWh de volume de gás neste segmento, cerca de 32% do volume total verificado em 2010.

Esta situação está motivada pela quebra acentuada da procura de energia eléctrica nesse período, associada a um crescimento significativo da capacidade de produção eléctrica a partir de fontes renováveis, em particular eólica e hídrica, que mais do que reduzir a necessidade de

utilização dos ciclos combinados, lhes induziu um regime de operação intermitente e não programável.

Mesmo as actuais opções tarifárias flexíveis, ao imporem um custo fixo mensal que estes consumidores podem não conseguir recuperar em mercado por via do mencionado regime intermitente e não programável, têm representado um entrave à participação em mercado destas centrais, contribuindo para reduzir a sua utilização e, conseqüentemente, o consumo de gás natural associado, em prejuízo de todos os consumidores do SNGN.

Na nossa opinião, a introdução de uma opção tarifária flexível com contratação diária oferece a estes consumidores a flexibilidade de, sobre um determinado período de tempo, poder avaliar individualmente todas as oportunidades diárias de utilização, variabilizando o custo associado, como já acontece em Espanha onde esta opção foi introduzida. A assimetria entre os dois países tem favorecido os centros produtores em Espanha, retirando volume de gás ao SNGN onde parte importante da procura dirigida ao mercado eléctrico é reprimida pela incerteza relativa ao regime de funcionamento (sendo depois substituída por importações eléctricas, geralmente a preço médio superior).

Comentários

Duração Anual da Opção

A proposta de introdução de uma opção tarifária flexível com contratação diária na tarifa de Uso da Rede de Transporte em discussão, de acordo com o novo artigo 104º do RRC, “Opções tarifárias de acesso às redes”, exige um compromisso de permanência de 12 meses.

Este compromisso de permanência anual, na nossa opinião, pode prejudicar os objectivos subjacentes à criação desta opção pois:

- Representa um entrave à flexibilidade que se pretenderia introduzir, pois os consumidores do mercado eléctrico convencional em regime de mercado não têm visibilidade sobre as suas possibilidades de consumo a um horizonte tão longo, que conforme comentado no ponto 2. acima são hoje fundamentalmente determinadas pelos regimes de eolicidade e hidraulicidade.
- Mantém uma importante assimetria com Espanha, onde esta opção não tem compromisso de permanência, funcionando como uma ferramenta absolutamente flexível para capturar todas as oportunidades pontuais de consumo de gás natural, sem que isso represente um custo fixo adicional. Esta situação resultará numa continuada discriminação a favor dos consumidores do mercado eléctrico convencional em Espanha no MIBEL que estarão melhor equipados para maximizar o seu consumo de gás natural gozando da flexibilidade de contratar ou num horizonte diário, ou num horizonte mensal, consoante os regimes de hidraulicidade e eolicidade assim o permitam.

Somos de opinião de que os benefícios da criação desta opção seriam maximizados se fosse oferecido aos consumidores um compromisso de permanência de duração inferior, por exemplo mensal ou trimestral, que permitisse ajustes intra-anuais de acordo com a sazonalidade.

Preços de capacidade da Opção

A criação da opção flexível diária será uma ferramenta para, tal como aconteceu em Espanha aquando da sua introdução, aumentar os consumos no SNGN, factor fortemente indutor de menores custos operacionais do sistema, em franco benefício para todos os consumidores. No entanto, é fundamental proteger as receitas do SNGN, para que o aumento de volume não seja alcançado também à custa de menor receita.

É assim fundamental encontrar um equilíbrio entre a fixação dos preços de capacidade e a flexibilidade concedida aos consumidores beneficiários.

Sendo uma discussão preliminar até que a estrutura desta opção esteja completamente consolidada, gostaríamos mesmo assim de salientar os seguintes aspectos que na nossa opinião não devem deixar de ser levados em conta para esta decisão:

- Equilíbrio entre flexibilidade efectivamente concedida e preço.

- Harmonização do binómio flexibilidade-preço com Espanha, para evitar que por via do preço se mantenha uma discriminação dos consumidores portugueses em concorrência no espaço Ibérico.

Proposta de modificação

Tendo em consideração os comentários expressos em 3. acima, propomos à consideração da ERSE modificar a proposta de Revisão Regulamentar do RRC (Artigo 104º) mantendo a duração mínima de um ano das opções tarifárias flexíveis (mensal e diária) de uso da rede de transporte com entregas em alta pressão, mas permitindo que dentro desse compromisso de permanência os consumidores possam, antes do início de cada mês, modificar a sua opção entre contratação mensal e diária.

Esta proposta tem o objectivo de:

- Conceder a flexibilidade aos consumidores do mercado eléctrico convencional de ajustarem a sua opção tarifária flexível sazonalmente, de forma a maximizarem o seu funcionamento pelo aproveitamento das oportunidades de consumo de gás que os efeitos da Temperatura Ambiente, Pluviosidade, e Eolicidade, determinam;
- Manter o compromisso de permanência nas opções flexíveis em 12 meses.

2.2 DIFERENCIAÇÃO DE PREÇOS DE CAPACIDADE DAS OPÇÕES TARIFÁRIAS FLEXÍVEIS

2. A manutenção da diferenciação mensal dos preços de capacidade contratada na opção tarifária flexível mensal da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicável às entregas em AP.

Esta alteração não tem impactos no Regulamento Tarifário.

3. A consideração de diferenciação por tipo de dia da semana e por mês dos preços de capacidade contratada na opção tarifária flexível diária da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicável às entregas em AP.

Esta alteração tem impacto nos artigos 23.º, 48.º, 49.º-B, e 109.º do Regulamento Tarifário.

2.3 APLICAÇÃO DE TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM AP A CLIENTES LIGADOS ÀS REDES DE MP

4. Avaliar a adequabilidade, no processo de aprovação das tarifas e preços, da atual regra de opção pelas tarifas de acesso às redes em AP por clientes ligados às redes de MP.

Esta alteração tem impactos no artigo 23.º, n.º 9 e 10 do Regulamento Tarifário

2.4 MECANISMO DE INCENTIVO ÀS TROCAS REGULADAS DE GNL

5. Que o valor das existências inerentes ao processamento do GNL descarregado resulte do stock médio de armazenamento do terminal de GNL de Sines deduzido das existências mínimas técnicas dessa infraestrutura, do stock necessário para operações de trasfega e do stock comercial de gás natural.

Valorizamos muito positivamente a melhoria e continuidade do mecanismo, que entre outros permite negociar com o incumbente acordos para o uso do terminal GNL.

O cálculo do preço do mecanismo, tal como se expôs, deve excluir o armazenamento de GNL associado a utilizações distintas do fornecimento contínuo a clientes como por exemplo:

- Manutenção de níveis mínimos da infraestrutura
- Armazenamento contratado anualmente.
- Gás Natural armazenado para realizar operações de recargas de navios.

Adicionalmente às exclusões já detalhadas na proposta, propomos que se acrescentem as seguintes exclusões (o custo destas ações não devem considerar-se para o cálculo do preço do mecanismo):

- Armazenamento dedicado ao cumprimento da obrigação de reservas de segurança dos distintos agentes.
- Armazenamento de longa duração, protegendo os comercializadores que contratem o serviço de Trocas Reguladas com estratégias de armazenamento de longa duração do resto de agentes de mercado. Para evitar esta situação propomos que se estabeleça um nível máximo de preço de trocas reguladas com base numa utilização razoável do terminal de regaseificação.

Consideramos necessário que se publique anualmente o preço definitivo do mecanismo de incentivo de trocas reguladas. Os acordos que realizem os agentes de mercado poderiam referenciar-se a este preço, pelo que seria útil a sua publicação.

6. A alteração do limiar de acesso ao Mecanismos de Trocas Reguladas de 2 para 1 TWh/ano.

Esta alteração não tem impacto no articulado do Regulamento Tarifário, mas no regime aprovado pelo Despacho n.º 10422/2010, de 22 de junho, na redação da Diretiva n.º 11/2013, de 26 de junho, que aprova o Mecanismo de Incentivo às Trocas Reguladas.

Consideramos que reduzir o limite mínimo anual de 2 TWh a 1 TWh teria uma utilidade escassa caso não se elimine previamente a obrigação de introduzir trimestralmente a mesma quantidade de GNL. Com base no tamanho dos navios atuais, não parece fácil introduzir 250 GWh por trimestre (1 TWh/año).

2.5.1 CONTRATAÇÃO DE CAPACIDADE DE CURTO PRAZO NAS INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO

7. Prever na tarifa de Uso da Rede de Transporte o produto de capacidade intradiário em todos os pontos de entrada da RNT e na saída para as interligações internacionais.

Consideramos útil habilitar a contratação intradiária destes pontos. Adicionalmente consideramos que o ATR intradiário deveria coincidir com o ATR diário. De acordo com a nossa posição, não é justificável a majoração de 20% que atualmente tem o uso de capacidade sem os DUC associados (o que atualmente equivale à contratação implícita de capacidade intradiária).

8. Prever na tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL o produto intradiário de capacidade de regaseificação.

Consideramos útil habilitar a contratação intradiária destes pontos. Adicionalmente consideramos que o ATR intradiário deveria coincidir com o ATR diário. De acordo com a nossa posição, não é justificável a majoração de 20% que actualmente tem o uso de capacidade sem os DUC associados (o que actualmente equivale à contratação implícita de capacidade intradiária).

Não partilhamos da não necessidade de produtos intradiários de armazenamento no TGNL. Um agente de mercado que reduza durante o dia a sua regaseificação para adequá-la à sua procura, pode necessitar de aumentar os seus DUC de armazenamento.

9. Prever na tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo o produto de capacidade diário.

Esta alteração não tem impacto no articulado do Regulamento Tarifário, uma vez que os artigos 35.º, 40.º e 48.º já referem que os preços de capacidade contratada podem ser diferenciados consoante o tipo de produto de capacidade definidos ao abrigo do RARII.

Consideramos útil habilitar a contratação intradiária destes pontos. Não partilhamos da não necessidade de produtos intradiários de armazenamento no TGNL. Um agente de mercado que reduza durante o dia a sua regaseificação para adequá-la à sua procura, pode necessitar de aumentar os seus DUC de armazenamento.

2.5.2 CONTRATAÇÃO DE CAPACIDADE DE LONGO PRAZO NAS INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO

10. Considera adequado a previsão da atribuição anual de capacidade de longo prazo contribuindo-se para a harmonização das regras de alocação de capacidade no quadro do mercado europeu de gás natural e das regras previstas no Código de Rede de CAM? Se sim, qual o prazo que considera mais adequado?

A eventual adoção de produtos de capacidade de longo prazo é uma matéria que integrará o conteúdo da decisão anual de aprovação de tarifas e preços, pela definição dos valores de multiplicadores associados. Todavia, pela sua relevância, justifica-se a sua discussão na presente consulta pública.

Considera-se adequada a previsão de atribuição anual de capacidade de longo prazo com o objectivo de harmonizá-lo com o estabelecido no código de rede europeu de atribuição de capacidade. Também consideramos ser adequado o prazo máximo de 15 anos.

2.6 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

2.6.1 TARIFA SOCIAL

11. Previsão no Regulamento Tarifário que a ERSE da publicação dos descontos relativos às tarifas Sociais de Acesso às Redes por termo tarifário, e que os mesmos são de aplicação obrigatória a cada oferta comercial disponibilizada por cada comercializador, devendo ser aplicáveis aos clientes que reúnam as condições de elegibilidade para usufruir da tarifa social, nos termos da lei.

Esta alteração tem impacto no artigo 64.º do articulado do Regulamento Tarifário.

2.6.2 TARIFAS TRANSITÓRIAS – MECANISMO DE AGRAVAMENTO

12. Adequar a redação do articulado do Regulamento Tarifário, remetendo o que respeita ao mecanismo de agravamento, para a legislação aplicável.

Esta alteração tem impacto nos artigos 12.º, 13.º, 26.º, 30.º, 105.º, 106.º, 115.º, 117.º do articulado do Regulamento Tarifário.

2.7 ALTERAÇÕES DE CLARIFICAÇÃO

Esta clarificação tem impacto nos artigos 20.º, 23.º, 54.º, 56.º, 56.º-A, 57.º, 58.º, 59.º, 59.º-A, 60.º e 113.º do Regulamento Tarifário.

3 PROVEITOS PERMITIDOS DAS ATIVIDADES REGULADAS

3.1 METODOLOGIA DE ATENUAÇÃO DE AJUSTAMENTOS DOS PROVEITOS PERMITIDOS NA ATIVIDADE DE ARMAZENAMENTO DE GÁS NATURAL

13. Implementação de um mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários ao nível da atividade de Armazenamento Subterrâneo e que consiste em recuperar através da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, o diferencial de custos determinado com base na evolução do proveito unitário face ao valor ocorrido em t-2.

Em termos regulamentares esta proposta afeta os artigos 67 e 70.º do Regulamento Tarifário.

3.2 ALARGAMENTO DA REGULAÇÃO POR INCENTIVOS À ATIVIDADE DE GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SISTEMA

14. Implementação de uma regulação por incentivos ao nível dos custos de exploração da parcela I da atividade de Gestão Técnica e Global do SNGN.

Em termos regulamentares esta proposta altera o artigo 70º do Regulamento Tarifário.

Estamos a favor da introdução de mecanismos que incentivem uma gestão eficiente do GTG do SNGN.

3.3 APURAMENTO DE PROVEITOS PERMITIDOS PARA A ATIVIDADE DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

15. Extinção do alisamento do custo com capital com reposição da neutralidade financeira no primeiro ano gás do período regulatório 2016-2017 a 2018-2019.

Em termos regulamentares esta proposta afeta o artigo 66º do Regulamento Tarifário.

3.4 MODELO DE REGULAÇÃO APLICÁVEL AO REENCHIMENTO DE NAVIOS METANEIROS E OUTROS SERVIÇOS NO TERMINAL DE GNL

16. Aplicar efetivamente o regime de acesso regulado no Terminal de GNL quanto à função de reenchimento de navios metaneiros e outros serviços, de acordo com o enquadramento já previsto atualmente no Regulamento Tarifário, em substituição do regime definido pela Portaria 201/2013, a qual se limita ao período de aplicação de 3 anos após a sua entrada em vigor e findo o qual deve ser reapreciada.

Esta alteração não tem impacto no Regulamento Tarifário.

3.5 RECUPERAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DAS ATIVIDADES DE TRANSPORTE E DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL ASSOCIADA À EVOLUÇÃO DA PROCURA

17. A possibilidade da recuperação dos proveitos regulados das atividades de transporte e de distribuição de gás natural estar associada à evolução da procura, por forma a limitar os seus impactos tarifários. A recuperação dos proveitos terá um horizonte temporal em linha com a duração do período regulatório.

3.6 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

18. Acrescentar, no RT, um novo artigo 89-A.º, Custos de referência da atividade de comercialização.

19. Rever a redação do n.º 5 do artigo 90.º Proveitos da função de Comercialização de gás natural, em linha com a introdução do artigo 89.ºA.

Em termos regulamentares, a proposta introduz o artigo 89-Aº e altera o artigo 90.º do Regulamento Tarifário.

3.7 PEDIDO DE INFORMAÇÃO DAS OPERAÇÕES INTRAGRUPPO

20. Rever a redação do n.º 2 dos artigos 119º, 121º, 125º, 128º, 133º e 135º.

Em termos regulamentares esta proposta afeta os artigos 67 e 70.º do Regulamento Tarifário.

3.8 ADEQUAÇÃO DO RT À LEGISLAÇÃO EM VIGOR

21. A alteração do Regulamento Tarifário do Gás Natural de modo a harmonizar com o Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, e compatibilizá-lo com a restante regulamentação complementar da ERSE.

Em termos regulamentares, a proposta introduz alterações ao artigo 140º do Regulamento Tarifário, eliminando as exceções atuais.

3.9 UTILIZAÇÃO DAS CONTAS AUDITADAS PARA CÁLCULO DE AJUSTAMENTOS DE PROVEITOS

22. Criação de um novo artigo explicativo das condições para a utilização das contas reais auditadas enviadas pelos operadores.

Em termos regulamentares esta proposta implica a criação de um novo artigo no Capítulo VII na Secção III - Disposições Finais do Regulamento Tarifário.

3.10 INFORMAÇÃO A FORNECER À ERSE APÓS CESSAÇÃO DAS ATIVIDADE DOS OPERADORES REGULADOS

23. Inclusão no articulado do Regulamento Tarifário de uma disposição que preveja a obrigatoriedade de envio de informação regulatória por parte dos operadores cessantes das suas atividades reguladas, pelo menos durante dois anos após a ocorrência do último facto objeto de regulação.

Em termos regulamentares esta proposta materializa-se na inclusão do artigo 140-Aº do Regulamento Tarifário.

3.11 REPORTE DE FACTOS OCORRIDOS EM MOMENTOS POSTERIORES ÀS DATAS DE REPORTE DA INFORMAÇÃO REGULATÓRIA

24. Prever no Regulamento Tarifário a obrigação dos sujeitos à regulação da ERSE comunicarem atempadamente e a todo o momento, quaisquer informações que possam revestir impacto tarifário materialmente relevante, ainda que relativa a factos que venham a ocorrer em momento posterior à data regulamentar de reporte de informação.

Em termos regulamentares esta proposta altera o artigo 146º do Regulamento Tarifário.

4 ENCARGOS DE NEUTRALIDADE

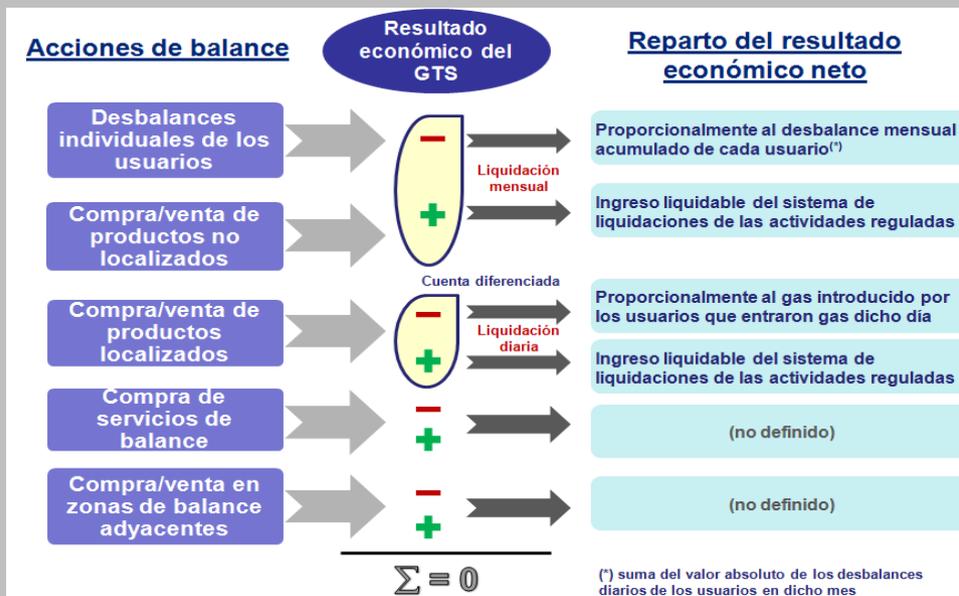
25. A tipificação dos encargos de neutralidade acima apresentada.

26. O modelo 1 para a repartição dos encargos de neutralidade.

Esta proposta tem impacto nos artigos 10.º, 12.º, 46.º-A, 111.º e 111.º-A do Regulamento Tarifário, artigos 141º-A e 141.º-B do Regulamento de Relações Comerciais, e nos artigos 42.º e 43.º do Regulamento de Operação das Infraestruturas.

A proposta de encargos de neutralidade apresentada estabelece que estes custos se repartam em função das entradas. Não estamos de acordo com esta proposta de repartição. Consideramos que os custos associados à neutralidade devem ser sufragados, na medida do possível, pelos responsáveis por estes custos, e não pelos agentes que introduzem gás no sistema.

Em Espanha estabeleceu-se (Circular 2/2015, de 22 de Julho, da CNMC) que o custo das ações de balance seja sufragado pelos responsáveis dos mesmos. A modo de exemplo anexamos como se repartem estes custos em Espanha:



O mecanismo de neutralidade proposto pelo Gestor Técnico do Sistema em Espanha é o seguinte:

- O GTS não terá benefício ou custo em consequência da realização de ações de balance de forma eficiente.
- As ações de compra-venda de produtos standards “não locais” (no Ponto Virtual de Balance ou PVB) do mês m se liquidarão mensalmente, na primeira semana do mês seguinte a este mês. O GTS calculará o resultado económico líquido do conjunto da liquidação dos desvios individuais do mês m e do emprego de ações de balance “não locais” (no PVB) no mês m.
- ✓ Se o resultado económico líquido é negativo, os agentes com desvios mensais acumulados pagarão ao GTS o resultado económico líquido de forma proporcional ao seu desvio mensal acumulado (calculado como a soma do valor absoluto dos desvios diários provisionais do agente neste mês).
- ✓ Se o resultado é positivo, será considerado ingresso liquidável no sistema de liquidações das atividades reguladas.
- ✓ Nos meses m+3 e m+15, uma vez se disponha de melhor informação das repartições, serão recalculados e liquidados os ajustes correspondentes.
- O dia de gás em que o GTS tenha utilizado produtos locais, o GTS calculará o resultado económico líquido (ingressos – custos) e liquidará com encargo a uma conta diferenciada.

- ✓ Se o resultado é negativo, este custo será suportado pelos agentes que introduziram gás na rede de transporte neste dia, proporcionalmente às suas entradas, e será faturado na semana seguinte.
- ✓ Se o resultado é positivo, será considerado ingresso liquidável no sistema de liquidações das atividades reguladas.

Desenvolvimento do mercado organizado de Gas Natural em Portugal

Com o objetivo de avançar no processo de liberalização, assim como para poder aplicar o estabelecido no código de rede de balance europeu, consideramos necessária a introdução com a maior brevidade possível do mercado organizado de gás em Portugal.

Consideramos também que este mercado organizado deveria ter algum tipo de integração ou coordenação com o mercado organizado de gás em Espanha, com o objetivo de se avançar até um mercado ibérico de gás.

2. Preguntas asociadas a la modificación del Reglamento de Relaciones Comerciales (RRC):

3 RELACIONAMENTO COMERCIAL COM OS CLIENTES

3.1 APRECIÇÃO DAS CONDIÇÕES GERAIS DOS CONTRATOS DE FORNECIMENTO

1. A proposta de revisão regulamentar inclui a obrigatoriedade de envio à ERSE, por parte dos comercializadores, das condições contratuais gerais utilizadas nas suas propostas comerciais.

Esta alteração está consagrada no artigo 87.º da proposta de revisão do RRC (artigo 215.º do RRC ainda em vigor).

No caso em que tal obrigação finalmente se regulamente, pensamos que é necessário que também se estabeleçam as condições em que as comercializadoras terão que cumpri-la (forma de comunicação, etc.)

3.2 FICHA CONTRATUAL PADRONIZADA

2. A proposta de revisão regulamentar inclui a obrigatoriedade expressa dos comercializadores disponibilizarem uma ficha contratual padronizada associada a cada oferta comercial por si veiculada, remetendo para a subregulamentação o conteúdo mínimo e formato da referida ficha.

3. A proposta de revisão regulamentar estabelece ainda, de forma análoga ao que se adotou na Diretiva n.º 6/2015, que a apresentação da referida ficha contratual é obrigatória nas fases pré e pós contratual.

Esta alteração está consagrada nos artigos 86.º e 87.º da proposta de revisão do RRC (artigos 214.º e 215.º do RRC ainda em vigor).

Valoramos positivamente que se adapte o texto da proposta do RRC de gás, às novas obrigações estabelecidas na Diretiva n.º 6/2015. Estamos de acordo com o objetivo de facilitar a compreensão das ofertas aos consumidores domésticos/residenciais, não obstante solicitamos que as obrigações relacionadas sejam implantadas por forma a introduzirem os menores custos operativos possíveis para as comercializadoras. Nesta linha consideramos que as fichas não deveriam conter informação particular de cada consumidor (CUI, Escalão de consumo, preço total para um fornecimento indicativo de 100 kWh/mês), mas sim apenas a obrigação standard e geral de cada proposta comercial. Também nos parece que é necessário restringir esta obrigação às propostas realizadas a clientes domésticos/residenciais, sem incluir os clientes empresariais cujas necessidades de informação e proteção são muito diferentes.

Por último, chamar apenas a atenção para o facto de que, não obstante nesta pergunta se indicar que a informação da ficha contratual é obrigatória na fase “pré e pós contratual”, tanto na Diretiva como na proposta de RRC de gás é feita referência às fases “pré contratual e contratual” (não pós contratual), que entendemos ser mais correto.

3.3 PRESTAÇÃO DA CAUÇÃO

4. A proposta de revisão regulamentar estende aos comercializadores em regime de mercado as regras já existentes no respeitante à prestação de caução por parte dos clientes.

Esta alteração está consagrada no artigo 94.º da proposta de revisão do RRC (artigo 220.º do RRC ainda em vigor).

Entendemos que no mercado livre as comercializadoras devem ter a possibilidade de estabelecer o regime de garantias que considerem adequado, sempre que cumpra a regulação geral estabelecida para esse efeito. Por esta razão, não estamos de acordo com medidas como as elencadas nos pontos 3 e 4 do Artigo 94.º, que entendemos que limitam as opções das comercializadoras livres para estabelecer garantias com os consumidores domésticos.

3.4 FIDELIZAÇÃO NO CONTRATO DE FORNECIMENTO

5. A proposta de revisão regulamentar prevê a existência de deveres de informação contratual e pré-contratual aos comercializadores sobre a existência e a duração do período de fidelização, bem como sobre a eventual obrigação de pagamento de penalização em caso de denúncia antecipada do contrato e forma de cálculo do respetivo valor.

6. A proposta de revisão regulamentar prevê ainda a inclusão de deveres de informação a remeter à ERSE semestralmente, por parte dos comercializadores, entre outros, sobre o número de clientes com consumo inferior ou igual a 10 000 m³ (n) com contratos de fidelização e a duração dos períodos de fidelização.

Esta alteração está consagrada nos artigos 86º, 87.º (artigos 214.º e 215.º do RRC ainda em vigor) e 130.º (novo artigo) da proposta de revisão do RRC.

As comercializadoras já têm obrigações de informação muito semelhantes estabelecidas através de outras iniciativas do regulador.

Neste ponto queremos aproveitar para solicitar ao regulador que leve a cabo um trabalho de harmonização e simplificação das obrigações de informação das comercializadoras. As comercializadoras têm cada vez mais obrigações de informação que algumas vezes se sobrepõem e que requerem desenvolvimentos operativos e de sistemas significativos para que tais obrigações possam vir a ser cumpridas. No interesse da eficiência e da redução de custos, e para que não existam novas barreiras administrativas à entrada de novas comercializadoras, solicitamos ao regulador que harmonize as obrigações de informação das comercializadoras.

3.5 INDEXAÇÃO DE PREÇO NO CONTRATO DE FORNECIMENTO

7. A proposta de revisão regulamentar prevê a prestação de deveres de informação contratual e pré-contratual aos comercializadores sobre a existência e a forma de cálculo do preço contratual, bem como as referências necessárias ao seu apuramento.

8. A proposta de revisão regulamentar prevê ainda a possibilidade de denúncia por parte do cliente sem quaisquer encargos sempre que haja revisão do preço contratual fruto da indexação acordada.

9. A proposta de revisão regulamentar prevê também a inclusão de deveres de informação a remeter à ERSE semestralmente, por parte dos comercializadores, sobre os preços praticados para clientes com consumo inferior ou igual a 10 000 m³ (n), quando existem mecanismos de indexação de preços a outros referenciais de contratação.

Ver comentário ao ponto 3.4 (3.4 FIDELIZAÇÃO NO CONTRATO DE FORNECIMENTO)

Adicionalmente gostaríamos apenas de comentar que entendemos que os direitos e obrigações dos consumidores e dos clientes relativamente à revisão de preços (tanto por indexação ou por outro motivo) devem ser os que estejam acordados no contrato e que cumpram os requisitos legais gerais em termos de consumo.

10. A proposta de revisão regulamentar prevê a inibição da indexação de preços à tarifa transitória publicada pela ERSE.

Esta alteração está consagrada nos artigos 86º, 87.º (artigos 214.º e 215.º do RRC ainda em vigor) e 130.º (novo artigo) da proposta de revisão do RRC.

3.6 OBRIGAÇÕES DE INFORMAÇÃO A RESPEITO DA APLICAÇÃO DA TARIFA SOCIAL

11. A proposta de revisão regulamentar inclui a obrigatoriedade expressa dos comercializadores disponibilizarem à ERSE informação de seguimento da aplicação da tarifa social.

Ver comentário ao ponto 3.4 (3.4 FIDELIZAÇÃO NO CONTRATO DE FORNECIMENTO)

12. A proposta de revisão regulamentar inclui também a clarificação que a tarifa social é aplicável a todas as propostas de fornecimento disponibilizadas pelos comercializadores.

Esta alteração está consagrada no artigo 103.º da proposta de revisão do RRC (artigo 229.º do RRC ainda em vigor).

3.7 SISTEMATIZAÇÃO DA INFORMAÇÃO QUE INTEGRA O CONTRATO E A FATURA DE GÁS NATURAL

13. A proposta de revisão regulamentar inclui uma identificação explícita da unidade de medição em que devem ser efetuadas as estimativas de consumo.

Esta alteração está consagrada no artigo 245.º da proposta de revisão do RRC (artigo 174.º do RRC ainda em vigor).

14. A proposta de revisão regulamentar sistematiza o conteúdo da fatura de gás natural, incluindo, a título de exemplo, a obrigatoriedade de indicação das datas preferenciais para comunicação de leituras pelos clientes.

Esta alteração está consagrada no artigo 114.º da proposta de revisão do RRC (artigo 240.º do RRC ainda em vigor).

3.8 ACERTOS DE FATURAÇÃO POR CORREÇÃO DE ESTIMATIVAS

15. A proposta de revisão regulamentar prevê a integração no RRC dos princípios e regras estabelecidas na Diretiva n.º 17/2013.

16. A proposta de revisão regulamentar prevê ainda que a possibilidade de utilizar este plano de regularização específico só se aplica a clientes em BP com consumo anual igual ou inferior a 10 000 m³ (n).

17. A percentagem do valor a considerar no acerto de faturação, resultante de estimativa, é objeto de aprovação autónoma pela ERSE.

Esta alteração está consagrada no artigo 111.º da proposta de revisão do RRC (artigo 237.º do RRC ainda em vigor).

3.9 ENTIDADE RESPONSÁVEL PELAS PREVISÕES E PERFIS DE CONSUMO

18. A proposta de revisão regulamentar enquadra a função de previsão dos consumos com medição não diária no âmbito da atividade de gestão técnica global do SNGN.

Esta alteração está consagrada no artigo 37.º da proposta de revisão do RRC (artigo 35.º do RRC ainda em vigor).

19. A proposta de revisão regulamentar atribui à entidade responsável pelas previsões dos consumos com medição não diária a concretização da proposta de perfis de consumo.

Esta alteração está consagrada no artigo 247.º da proposta de revisão do RRC (artigo 176.º do RRC ainda em vigor).

Entendemos que de acordo com a regulação europeia, os comercializadores deverão ser os responsáveis pelo seu balancing e, em consequência, deverão ser responsáveis pela previsão de consumos dos seus clientes. Do nosso ponto de vista, a entidade mais capaz para fazer uma boa previsão de consumo é o comercializador.

4 ESCOLHA E MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

4.1 INIBIÇÃO DE CONTRATAÇÃO COM OS CUR

20. A proposta de revisão regulamentar estabelece o princípio da não contratação comum CUR, bem como as respetivas situações de exceção que sejam aplicáveis e que decorrem do quadro legal que estabelece o exercício da atividade pelos comercializadores de último recurso (fornecimento a clientes economicamente vulneráveis, a clientes sem oferta e/ou a clientes que tenham visto descontinuada a atividade do seu comercializador).

21. A proposta prevê que o tratamento detalhado das situações de fornecimento supletivo pelos comercializadores de último recurso seja aprovado pela ERSE, mediante proposta dos comercializadores de último recurso até 90 dias após a entrada em vigor do RRC, integrando as situações de reposição de contratos ilegítimamente cessados com os CUR, assegurada a audição de comercializadores, CUR e gestor da mudança de comercializador.

Esta alteração está consagrada nos artigos 85.º e 124.º da proposta de revisão do RRC (artigos 213.º e 182.º do RRC ainda em vigor).

Na Endesa consideramos que o avanço na liberalização deverá produzir-se através da eliminação em geral das tarifas transitórias reguladas. Consideramos que se deveria cumprir o calendário estabelecido na Portaria n.º 97/2015 (eliminação a partir de 2018), por forma a que permaneçam apenas as medidas protetoras da tarifa social para os consumidores vulneráveis, e os agentes possam atuar em total concorrência em benefício dos consumidores.

4.2 FATURAÇÃO NA MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

22. A proposta de alteração regulamentar prevê a possibilidade dos comercializadores integrarem um mecanismo de apresentação da fatura de fecho através do novo comercializador, com carácter voluntário para os comercializadores em regime de mercado.

23. Nos termos desta proposta de revisão regulamentar os procedimentos de detalhe do mecanismo previsto para a fatura de fecho deverão integrar os procedimentos de mudança de comercializador, a aprovar pela ERSE sob proposta do gestor do processo de mudança de comercializador.

Esta alteração está consagrada nos artigos 125.º (artigo 183.º do RRC ainda em vigor) e 128.º (novo) da proposta de revisão do RRC.

Não estamos de acordo com a proposta. Se o cliente não paga a fatura de fecho, acreditamos que a comercializadora de mercado livre deveria ter os mesmos direitos que a comercializadora de último recurso (solicitar a suspensão). Valoramos positivamente que o mecanismo proposto seja voluntário e estaríamos contra do que se viesse a estabelecer como obrigatório, mas acreditamos que é operativamente complicado e que não oferecerá uma solução real para o problema.

4.3 GESTÃO DO PROCESSO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

24. A proposta de revisão regulamentar prevê um quadro de mais efetiva supervisão da função de gestão da mudança de comercializador, em particular no que se refere aos procedimentos de subcontratação de serviços e sua especificação.

25. A proposta de revisão regulamentar obriga também os comercializadores a veicular junto do GPMC os pedidos dos clientes no prazo máximo de 2 dias úteis.

Estas alterações estão consagradas nos artigos 125.º e 127.º da proposta de revisão do RRC (artigos 183.º e 185.º do RRC ainda em vigor).

Entendemos que o prazo de 2 dias úteis refere-se ao prazo de tempo no qual se deverá realizar o pedido do ATR quando o cliente o tenha pedido explicitamente. Consideramos que este prazo não é suficiente para que o comercializador possa levar a cabo a gestão da contratação, nem os controles de qualidade necessários para comprovar que a mudança é desenvolvida com todas as garantias. Este prazo de 2 dias, que não está estabelecido na regulação europeia, prejudicaria o comercializador e os consumidores, razão pela que solicitamos que seja eliminado. O prazo de atuação das comercializadoras já se ajusta naturalmente ao que o mercado solicita, razão pela qual não estamos de acordo com a sua regulação.

5 SISTEMATIZAÇÃO DO REGIME DE MERCADO

26. A proposta de revisão regulamentar sistematiza o quadro de disposições relativas ao regime de mercado, nomeadamente quanto a modalidades de contratação, registo de agentes e mercados organizados.

27. A presente proposta integra ainda um enquadramento das ações de contratação de compensação operacional por parte do ORT.

28. A proposta de revisão regulamentar integra, igualmente, um reforço das disposições relativas ao modelo de supervisão do regime de mercado, tanto no plano retalhista, como no plano dos referenciais de contratação grossistas.

Esta alteração está consagrada ao longo do capítulo VI da proposta de revisão do RRC (anteriores capítulos VIII e IX).

29. A proposta de revisão regulamentar detalha as obrigações de registo de informação e transações no âmbito da atuação em mercado grossista de gás natural, que impendem sobre os agentes de mercado.

30. A presente proposta de revisão regulamentar vem clarificar os diferentes limiares de reporte de informação e transações, o que deverá ser assegurado em maior detalhe através de regulamentação específica a aprovar pela ERSE.

31. A abordagem da proposta de revisão regulamentar a respeito da comunicação de informação das condições de mercado mantém no texto regulamentar os princípios orientadores da mesma e remete para regulamentação posterior as condições de detalhe da sua implementação e da plataforma que lhe dará suporte.

Esta alteração está consagrada nos artigos 153.º, 154.º e 157.º da proposta de revisão do RRC. (alteração ou adenda aos artigos 206.º, 207.º e 210.º do RRC ainda em vigor).

6 CONDIÇÕES COMERCIAIS DE LIGAÇÃO ÀS REDES DO SNGN

32. A proposta de revisão regulamentar introduz alterações de redação e pormenor ao longo de praticamente todo o capítulo relativo ao estabelecimento de ligações às redes de transporte e distribuição de gás natural.

33. A presente proposta integra um conjunto de alterações nos princípios orientadores da integração de polos de consumo existentes e no tratamento a dar a conversões e reconversões, determinando a revisão da subregulamentação neste domínio, em sequência da revisão regulamentar.

Esta alteração está consagrada ao longo do capítulo VII da proposta de revisão do RRC (anterior capítulo VI), com maior incidência nos artigos 179.º e 180.º (anteriores artigos 111.º e 112.º).

7 OUTRAS DISPOSIÇÕES NO RELACIONAMENTO COMERCIAL

7.1 PREVISÃO DA FUNÇÃO DE GESTÃO LOGÍSTICA DE ABASTECIMENTO DE UAG

34. A proposta de revisão regulamentar prevê que a função de gestão logística do abastecimento de UAG é exercida no âmbito da atividade da Gestão Técnica Global do SNGN.

Estas alterações estão consagradas no artigo 37.º da proposta de revisão do RRC (artigo 35.º do RRC ainda em vigor).

Estamos de acordo em que a gestão logística do abastecimento de UAG seja realizada pelo Gestor Técnico do Sistema.

7.2 INFORMAÇÃO SOBRE MEIOS DE RESOLUÇÃO ALTERNATIVA DE LITÍGIOS

35. A proposta de revisão regulamentar prevê a obrigação dos comercializadores informarem os seus clientes sobre as entidades de resolução alternativa de litígios que estão disponíveis.

Estas alterações estão consagradas nos artigos 87.º e 262.º da proposta de revisão do RRC (artigos 215.º e 247.º do RRC ainda em vigor).

Esta obrigação deriva da Lei n.º 144/2015. Estamos de acordo com as medidas que facilitam aos clientes o exercício dos seus direitos, não obstante pensamos que estas deveriam ser implementadas por forma a que introduzissem os menores custos operativos possíveis para as comercializadoras. Neste caso, consideramos que a obrigação das comercializadoras deveria

limitar-se a incluir na fatura, o link da Direcção-Geral de Consumo no qual se publicará a lista de Entidades RAL correspondentes. Deste modo o cliente saberia sempre onde se poderia dirigir com vista a obter toda a informação mais atualizada, e as comercializadoras não assumiriam responsabilidades relativamente à informação que não lhes corresponde. Em qualquer caso, solicitamos que se confirme o website no qual a Direcção-Geral de Consumo publicará a lista de Entidades RAL correspondentes

3. Preguntas asociadas a la modificación del Reglamento de Operaciones de las Infraestructuras (ROI):

2.1 PROGRAMAÇÃO DA OPERAÇÃO DA RNTIAT

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

Sim, consideramos positivo a harmonização dos procedimentos de nomeação para todos os pontos relevantes.

2.2 SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DA RNTGN

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?

Consideramos que a compensação deveria realizar-se exclusivamente com acções de balanço de compra/venda de gás no mercado ibérico. Entendemos que os “serviços de compensação”, juntamente com os produtos locais devem servir para solucionar restrições na rede de transporte, mas não para equilibrar o sistema.

3. Considera adequada a implementação de um regime de incentivos que promova a eficiência do GTG relativamente à atividade de compensação operacional?

Sim, consideramos adequada a criação de um mecanismo de incentivos ao GTG como incentivo a realizar uma operação eficiente. Este incentivo deve ser positivo se se mantem um alto nível de eficiência ou negativo se o nível for baixo.

4. Concorda com a oferta por parte do GTG de um serviço de flexibilidade do linepack?

Consideramos que deve maximizar-se a capacidade de “linepack” à disposição do GTG para operar/gerir o equilíbrio da rede de gasodutos. Em consequência consideramos que, ao menos até que a GTG tenha experiencia suficiente neste novo modelo de operação, não se ofereçam serviços de linepack aos agentes de mercado.

5. Concorda que o serviço de flexibilidade do linepack seja atribuído mediante a aplicação de mecanismos competitivos?

Uma vez que se decida oferecer um serviço de linepack consideramos positivo que este seja prestado mediante mecanismos de mercado.

Por último, destacar que não se considera necessário o estabelecimento de obrigações intradiárias (*“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 MPG Termaos G.”*). As acções de balanceamento (locais e não locais) e os Serviços de balanceamento são ferramentas suficientes para que o GTG gira o sistema gasista.

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

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?

Somos da opinião de que, igualmente ao que se implementou em Espanha e França, seja considerada medição intradiária a todos os clientes com telecontagem. Em Espanha e França disponibiliza-se duas vezes ao dia a telecontagem de todos os pontos com um consumo superior a 5 GWh/ano. Adicionalmente em França, disponibiliza-se a cada 4 horas a telecontagem dos clientes ligados à rede de transporte.

7. Considera que a prestação de duas atualizações relativamente aos fornecimentos e consumos com medição intradiária é suficiente?

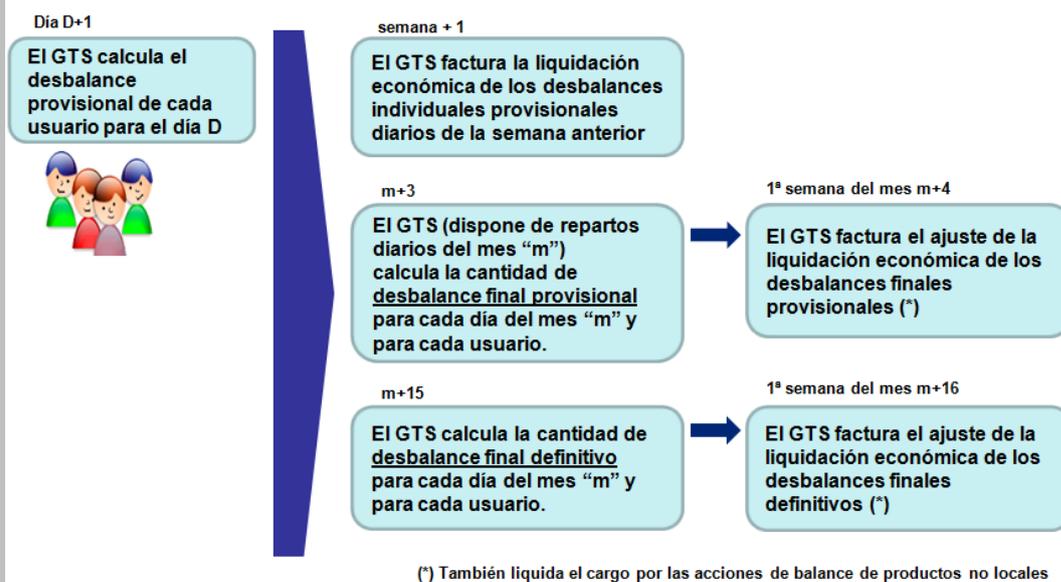
Ainda que seja sempre positivo dispor de mais atualizações, consideramos que pelo menos numa fase inicial é suficiente 2 atualizações diárias.

A proposta estabelece que os desbalanceamentos na RNTGN deverão ser calculados como a diferença entre a previsão de consumo publicada pelo GTG e as entradas na RNTGN.

Não se concorda com tal definição para o cálculo dos desbalanceamentos. Consideramos que os desbalanceamentos devem calcular-se como a diferença entre o consumo real e as entradas na RNTGN.

Consideramos que o balanceamento dos consumos sem leitura diária deve calcular-se em função do consumo real e não do consumo previsto pelo Gestor Técnico do Sistema. Propomos um modelo de encerramento de balanceamento semelhante ao estabelecido em Espanha (Circular 2/2015, de 22 de Julho, da CNMC).

□ Liquidación de los desbalances individuales de los usuarios :



Liquidação dos desbalanceamentos diários dos agentes:

- Os agentes começarão cada dia gás com desbalanceamento nulo.

- No dia D+1, o GTS calculará para cada agente a quantidade de desbalanceamento provisional para o dia D (entradas – saídas). A esta quantidade será aplicada o preço de desbalanceamento diário (de compra/venda).
- ✓ Os agentes com desbalanceamento negativo (defeito de gás no PVB) no dia D deverão pagar ao GTS a quantidade de desbalanceamento pelo preço de desbalanceamento.
- ✓ Os agentes com desbalanceamento positivo (excesso de gás no PVB) no dia D, terão direito a receber do GTS a quantidade de desbalanceamento pelo preço de desbalanceamento.
- A liquidação dos desbalanceamentos individuais provisionais diários dos agentes será realizado na semana natural seguinte à semana que se liquida. A liquidação será feita com crédito a uma conta comum que será mantida pelo GTS para a liquidação dos desbalanceamentos diários e ações de balance de produtos não locais.
- No mês m+3, uma vez se disponha do reperto diário do agente para cada dia do mês m, o GTS calculará a quantidade de desbalanceamento final provisional para cada dia de gás do mês m de cada agente e comunicará esse valor ao mesmo. Na primeira semana do mês m+4 serão liquidados os ajustes derivados.
- No mês m+15, o GTS calculará a quantidade de desbalanceamento final definitivo para cada dia de gás do mês m de cada agente e comunicará esse valor ao mesmo. Na primeira semana do mês m+16 serão liquidados os ajustes derivados.

Da parte da Endesa, apresentamos a nossa inteira disponibilidade para irmos explicar a nossa visão de como se deveria realizar o cálculo dos desbalanceamentos e a correspondente liquidação dos mesmos.

4. Preguntas asociadas a la modificación del Reglamento de Acceso a las Redes, a las Infraestructuras y a las Interconexiones (RARII):

2 PROPOSTA DE REVISÃO REGULAMENTAR DO RARII

2.1 ACESSO ÀS INFRAESTRUTURAS

1. Qual a forma que considera mais adequada para garantir a compensação de perdas e autoconsumos nas infraestruturas do SNGN?

Consideramos que fornecer este gás deverá ser responsabilidade do GTG mediante a compra aos agentes de mercado, preferivelmente por via do mercado. Em primeiro lugar porque consideramos não ser adequado que os agentes de mercado se encarreguem diretamente deste gás e, em segundo, porque esta medida favoreceria o aumento da liquidez do mercado.

2.3 CAPACIDADE NAS INFRAESTRUTURAS

2.3.2 ATRIBUIÇÃO DA CAPACIDADE DAS INFRAESTRUTURAS

2. Para além das interligações internacionais e ligação entre o terminal de GNL e RNTGN, que outros pontos relevantes considera que devem ser sujeitos a atribuição de capacidade?

Consideramos que os produtos atribuídos actualmente são corretos.

3. Considera adequada a atribuição de produtos de capacidade interruptíveis? Em que processos e em que pontos relevantes considera ajustado oferecer produtos interruptíveis?

Os produtos interruptíveis podem ser úteis em infraestruturas com alto nível de contratação e menor nível de utilização.

4. Considerando adequada a oferta de produtos interruptíveis, desde já? Refira os horizontes temporais em que devam ser oferecidos este tipo de produtos de capacidade.

Consideramos que actualmente, com excepção da situação do VIP, não é necessário oferecer produtos interruptíveis. No momento em que se considere necessário implementar este tipo de produtos, consideramos que numa fase inicial se deveriam oferecer produtos de curta duração.

5. Considera adequada a atribuição de capacidade em horizontes superiores ao ano de atribuição de capacidade? Em que processos e em que pontos relevantes considera ajustado oferecer estes produtos? Qual o horizonte temporal de atribuição que considera adequado a cada produto?

Consideramos que os seguintes pontos poderiam ter horizontes superiores ao ano:

- Regaseificação
- Entradas na rede de transporte desde o Terminal de GNL e VIP
- Saídas da rede de transporte pelo VIP

Consideramos que o armazenamento subterrâneo não deveria atribuir-se em períodos de duração superior a um ano para facilitar o cumprimento da obrigação de existências mínimas de segurança dos agentes de mercado.

Considera-se limitada a utilidade dos produtos de armazenamento de GNL superiores a um mês. O gás armazenado no tanque de GNL deveria ser um stock vivo, razão pela qual com excepção da manutenção de existências mínimas de segurança (que preferivelmente deveriam estar nos armazéns subterrâneos), não deveriam permitir-se contratações de armazenamento superiores a um mês.

2.3.4 GESTÃO DE CONGESTIONAMENTOS

6. Quais os instrumentos de gestão de congestionamentos considera adequado implementar na RNTGN?

7. Relativamente às restantes infraestruturas da RNTIAT, de que forma considera adequado tratar os congestionamentos?