

54.ª Consulta Pública

**Proposta de Revisão Regulamentar do Setor do Gás
Natural**

ÍNDICE

| | | |
|---|--|----|
| 1 | INTRODUÇÃO | 1 |
| 2 | COMENTÁRIOS À REVISÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO | 2 |
| 3 | COMENTÁRIOS À REVISÃO DO REGULAMENTO DAS RELAÇÕES COMERCIAIS..... | 16 |
| 4 | COMENTÁRIOS À REVISÃO DO REGULAMENTO DE OPERAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS..... | 19 |
| 5 | COMENTÁRIOS AO REGULAMENTO DO ACESSO ÀS REDES, ÀS INFRAESTRUTURAS E ÀS INTERLIGAÇÕES ... | 21 |
| 6 | PROPOSTAS NÃO CONTEMPLADAS NA REVISÃO REGULAMENTAR | 26 |

1 INTRODUÇÃO

Neste documento apresentam-se os comentários da REN à 54.^a Consulta pública - Proposta de revisão regulamentar do setor do Gás Natural. A REN considera positiva a iniciativa da ERSE, a importância da transparência que este tipo de consulta assegura, bem como a sua abrangência face às exigências futuras de integração dos regulamentos e diretivas europeias e da legislação nacional.

Identificam-se, contudo, alguns temas e comentários à presente proposta de revisão expressos pelo operador das infraestruturas da RNTIAT junto de todas as partes interessadas, por considerar que esses contributos são essenciais para a melhoria do setor e poderão contribuir positivamente para o seu desenvolvimento.

Importa por fim referir que, do ponto de vista regulatório e de política energética, as circunstâncias específicas do SNGN, enquadrado com o sistema gasista Espanhol no sistema Ibérico de GN, exigem abordagens muito particulares no contexto europeu. Estes sistemas são únicos pela dimensão do papel do GNL no abastecimento destes países - em claro contraste com os países do norte e centro da Europa que estão mais próximos de mercados líquidos de GN (o NBP e o TTF a título de exemplo), bem como pela importância relativa do consumo de GN para produção de energia elétrica face ao total de consumo nacional respetivo. Neste caso releva-se o papel essencial que a ERSE tem desempenhado a par do Estado Português na articulação e defesa do setor em função das suas especificidades e das responsabilidades acrescidas no processo de integração europeia junto das suas instituições, a Comissão e a ACER entre outros.

2 COMENTÁRIOS À REVISÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO

Os comentários de REN às propostas de alteração ao Regulamento Tarifário, foram organizados em:

Questões de modelo

- 1) Recuperação dos proveitos permitidos das atividade de transporte e distribuição de gás natural associada à evolução da procura.

Questões tarifárias

- 2) Contratos diários para entrega a clientes e diferenciação de preços de capacidade.
- 3) Aplicação de tarifas de acesso AP a clientes MP
- 4) Mecanismo de incentivo às trocas reguladas de GNL
- 5) Novos produtos de capacidade de curto prazo e de longo prazo nas infraestruturas de Alta Pressão

Questões relativas à recuperação de proveitos

- 6) Metodologia de atenuação de ajustamentos no Armazenamento subterrâneo
- 7) Alargamento da regulação por incentivos à atividade da GS
- 8) Apuramento de proveitos permitidos para a atividade do Terminal GNL
- 9) Modelo de regulação aplicável ao reenchimento de navios metaneiros e outros serviços no Terminal de GNL

Medidas de apoio ao mercado

- 10) Encargos de neutralidade (aplicação do código de rede de compensação)

1. Recuperação dos proveitos permitidos das atividades de transporte e distribuição de gás natural associada à evolução da procura.

Na proposta de alteração ao regulamento tarifário, a ERSE propõe uma estabilização dos preços médios das tarifas no transporte e na distribuição, associando a recuperação dos proveitos permitidos respetivos à evolução da procura e diferindo o remanescente da sua recuperação num horizonte temporal “em linha com a duração do período regulatório”. Esta proposta pretende resolver um problema relativo à variabilidade da recuperação dos proveitos permitidos devido a questões de flutuação de procura.

Como se demonstrará, a REN não pode estar de acordo com esta proposta por não resolver a questão da estabilidade tarifária e por ser contrária aos interesses da sustentabilidade do SNGN, dos consumidores e das empresas reguladas.

Questões prévias relativas à consistência do modelo regulatório

A definição do modelo regulatório a aplicar às atividades reguladas deve ter por base um conjunto de diretrizes e opções, as quais devem ser consideradas no seu conjunto e não de forma individualizada, atendendo à inevitável interdependência que têm entre si. Em concreto, no que diz respeito ao risco sobre a recuperação de proveitos das atividades reguladas, o modelo regulatório deve ponderar opções que traduzam:

- a. O binómio risco vs. custo de capital/ remuneração aplicada à atividade em causa;
- b. A real capacidade da empresa regulada de gerir o risco que lhe é atribuído.

Num modelo de “*revenue cap*”, seguido pela ERSE e por outros reguladores europeus, a questão do risco reduzido ou mesmo ausência de risco face a determinadas variáveis do Sistema - ex. evolução da procura - tem como pressuposto garantir um custo de capital adequadamente mais baixo, de forma a resultar em encargos mais otimizados para os consumidores. Outros **modelos com mais risco** traduzir-se-ão **necessariamente num custo de capital obrigatoriamente superior**, ou seja, em remunerações superiores das atividades reguladas que incorrem esse mesmo risco e, conseqüentemente, em preços mais elevados para os consumidores.

Este facto é comprovado em vários modelos regulatórios europeus, como foi exemplo a discussão pública promovida pelo Regulador italiano que antecedeu a definição do novo período regulatório da Eletricidade e do custo de capital das atividades ligadas ao Gás Natural, muito recentemente concluída e que optou por não passar risco de procura aos operadores de redes de transporte. Entre outros, não pode a REN deixar de referir adicionalmente e a título de exemplo os casos da Bélgica, França, e Reino Unido, referindo em particular que todos os que estão regulados por modelo do tipo *TOTEX* ou “*revenue cap*” - a generalidade dos operadores de transporte de eletricidade ou gás natural - estão isentos desse risco por opção regulatória.

Em complemento à inevitável necessidade de uma remuneração superior em caso de maior risco, interessa igualmente ter em atenção a capacidade da empresa regulada o poder gerir e, obviamente, otimizar. Porém, sucede que no caso concreto do SNGN, as **oscilações de procura** estão maioritariamente associadas ao consumo de GN para produção de energia elétrica, o qual depende na quase totalidade de **fatores externos e não controláveis pelas empresas reguladas** como a hidraulicidade, eolicidade ou, em especial, as opções de mercado dos próprios agente electroprodutores. Ao não depender dos operadores da rede de transporte ou de distribuição, estes não podem ser responsabilizados pelas consequências da variação de procura, sejam elas positivas ou negativas. Cumulativamente, também não pode ser solicitado a estas empresas reguladas a sua otimização, uma vez que, por um lado, compete ao Regulador (e não aos operadores) definir *ex-ante* os pressupostos de procura que estarão na base da recuperação de proveitos e, por outro, é imposto a esses operadores, através dos respetivos Contratos de Concessão, a obrigação de assegurar a disponibilidade das redes para que os consumidores - sejam eles centrais elétricas ou outros - possam consumir gás natural quando necessário.

No caso nacional, de forma totalmente consistente com o acima referido, a ERSE tem fixado os proveitos das empresas reguladas, impedindo que estas ganhem mais quando a procura se fixa acima do esperado ou menos no caso inverso. Cabe igualmente ao regulador a definição e cálculo das tarifas, de modo a assegurar a sua sustentabilidade a prazo, garantindo a recuperação dos proveitos permitidos e a não acumulação de desvios em indesejáveis deficits tarifários.

Não sendo o GN um bem universal obrigatoriamente disponível a todos os consumidores, ou seja, tendo o GN substitutos, não é economicamente eficiente transferir custos e risco para o futuro, devendo estes ser refletidos de imediato para promover os sinais de preço corretos aos utilizadores das infraestruturas, principio e objetivo regulatório que a ERSE tem assegurado.

Fatores condicionantes da estabilidade tarifária

Analisadas as questões de consistência teórica do modelo regulatório, interessa discutir a relação e impacto entre as variações de consumo no SNGN e a desejável estabilidade tarifária. Com base nos dados históricos dos últimos anos, constata-se que a **variação de consumo de GN não explica a variabilidade tarifária ocorrida, logo não pode, por si só, esta variável servir para assegurar a pretendida estabilidade tarifária.** Basta para o efeito verificar a evolução do stock de dívida de desvio das atividades de alta-pressão e comparar com a variação do consumo. Por um lado, atualmente os ajustamentos totalizam cerca de 25% do total dos proveitos permitidos, tendo inclusivamente atingido 37% desse total de proveitos, facto que indubitavelmente não corrobora o objetivo da sua sustentabilidade. Por outro lado, períodos de consumo máximo de GN (ex. 2010 - 2011) **coincidem com períodos de crescimento do desvio.**

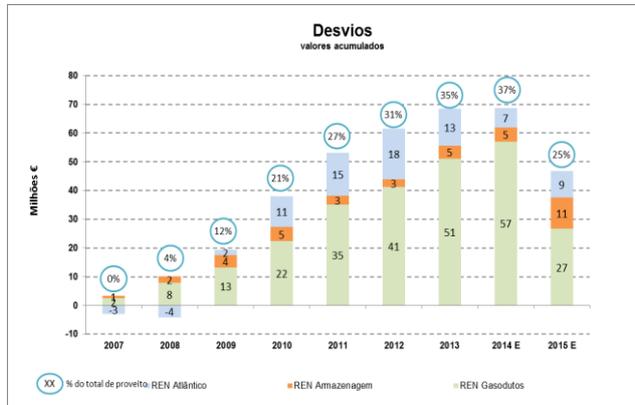


Figura 2 - Evolução dos desvios acumulados

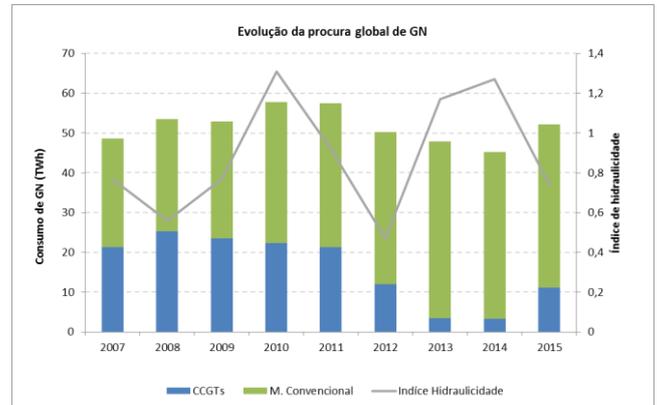


Figura 1 - Evolução da procura de GN

Conforme evidenciado nas figuras 1 e 2 acima, a origem dos desvios não é resultado direto da variação do consumo (exemplo da evolução crescente de desvios ocorrida em 2010-2011), mas de outros fatores como as estimativas de vendas por tarifa, a introdução de novas opções tarifárias ou o valor acumulado em desvio que tem de ser recuperado. Os efeitos induzidos por estes fatores são amplificados por condicionarem também os comportamentos dos agentes.

Os desvios de faturação deveriam, por norma, ter um comportamento oscilante em torno de uma tendência neutra de não acumulação. **Tal facto nunca se verificou.** A recuperação de proveitos tem sido condicionada devido a um nível de tarifas insuficiente para recuperar, atempadamente, o montante global destes últimos, acrescidos de uma evolução crescente de desvios. Se a evolução do preço médio da tarifa for insuficiente para acomodar a anulação dos desvios, é impossível a recuperação dos proveitos fixados em qualquer horizonte temporal.

Os desvios aumentam igualmente quando se flexibilizam as opções tarifárias aos utilizadores, uma vez que novas opções geram incerteza na estimativa das faturasções respetivas, bem como comportamentos dos agentes em alguns casos divergentes face ao inicialmente previsto.

Em síntese, o problema da variabilidade tarifária não está relacionado com a alteração da procura global e por isso não pode ser simplesmente resolvido através desta variável. O problema reside na avaliação dos consumos específicos associados a cada tarifa ou opção tarifária, bem como na respetiva suficiência para recuperar os custos. A REN entende que a calibração dos preços é uma tarefa complexa e que leva diversos anos a consolidar, **pelo que considera mais adequado, em alternativa à medida proposta de recuperação dos proveitos permitidos associada à evolução da procura, uma aposta na estabilização das opções tarifárias e dos preços em vigor.**

Sobre a medida proposta de recuperação dos proveitos permitidos associada à evolução da procura

A proposta apresentada pela ERSE - recuperação dos proveitos permitidos associada à evolução da procura - tem, na opinião da REN, um conjunto de potenciais insuficiências estruturais que se traduzem em riscos acrescidos de insustentabilidade a prazo na recuperação dos proveitos permitidos, risco que operadores e consumidores desde sempre rejeitaram:

- a. Por um lado, pela insuficiência significativa de fluxo financeiro decorrente da faturação regulada;
- b. Por outro, pelo custo que a prazo as dívidas acumuladas arrastam até ao seu pagamento.

Conforme atrás referido, as experiências passadas de tentativas de controlo de custos da TVCF do gás natural tiveram resultados contrários aos objetivos inicialmente estabelecidos, que se traduziram na prática na acumulação de dívida tarifária que, sem qualquer benefício percecionado pelos consumidores, se transformaram numa reposição em quase uma dezena de anos com custos elevados em contraciclo com a economia.

Assim, considera a REN como principais insuficiências da medida proposta:

- a) Ausência de metodologia para definição de um preço médio correto e adequadamente calibrado;
- b) Ausência de solução concreta para o problema da variabilidade dos centros electroprodutores (CEP) pois responde apenas ao consumo agregado;
- c) Limitação na garantia de funcionamento dos CEP, uma vez que o respetivo está dependente de fatores exógenos (hidraulicidade, eolicidade e opções de mercado dos respetivos agentes);
- d) Ausência de compromisso de partilha de risco com os CEP, que passam a ficar com maior flexibilidade;
- e) Risco significativo de, no final do período regulatório, o valor acumulado em desvio impactar diretamente as tarifas, provocando um aumento significativo das mesmas;
- f) Ausência de mecanismo de aferição;
- g) Risco de implicar tarifas elevadas em contraciclo económico afetando setores sensíveis ao preço como os CEP e consumidores industriais.

Proposta ERSE

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.

Comentários da REN

Os proveitos das empresas reguladas são por definição apurados no âmbito da regulação económica, tendo em conta os custos eficientes determinados no quadro regulatório definido, nomeadamente através da fixação da remuneração aplicada aos seus ativos. Esta remuneração reflete o nível de risco associado à recuperação dos proveitos e deverá ser tanto maior quanto maior for esse risco.

Os custos do ano devem ser necessariamente recuperados pela aplicação das tarifas em vigor no mesmo período em que foram incorridos. Caso não o sejam, distorcem os preços futuros e potenciam subsídio cruzada entre consumidores.

A realidade mostra que, embora a procura global seja relativamente estável e previsível, são as estimativas das variáveis tarifárias e as procuras subjacentes que historicamente têm induzido maiores desvios. Estas situações agravam-se no 1.º ano de cada período regulatório quando se introduzem novas opções tarifárias para as quais não se conhece qual vai ser a reação dos agentes às mesmas.

O mecanismo proposto de diferir no tempo os desvios incorridos pode ter consequências muito desfavoráveis para a sustentabilidade e competitividade do SNGN, em particular sobre o preço unitário. De facto um erro de calibração neste preço constituirá uma fonte de geração continuada de desvios futuros com impactes tarifários assinaláveis.

Face ao exposto, a REN considera que esta proposta não deve ser implementada sob pena de um potencial de aumento sistemático dos montantes conduzindo a um *deficit* tarifário, com custos para as empresas e para os consumidores.

2. Contratos diários para entrega a clientes e diferenciação de preços de capacidade

Em Portugal as tarifas de acesso à rede de transporte para entregas a clientes apresentam três opções tarifárias distintas: Longas Utilizações, Curtas Utilizações e opção Flexível (contratação exclusivamente mensal e contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente entre abril e setembro).

Em Espanha existe adicionalmente a opção tarifária diária, o que facilita o acesso às infraestruturas de alta pressão por utilizadores com consumos concentrados no tempo.

Proposta ERSE

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

Comentários da REN

Reconhece-se que a introdução de contratos de capacidade diária para entregas a clientes, à semelhança do que já existe em Espanha, pode, em teoria, potenciar maior flexibilidade nas opções de contratação com consumos mais variáveis e concentrados no tempo, nomeadamente das centrais de ciclo combinado. Por outro lado, a valorização do custo a imputar a esses clientes por este aumento de flexibilidade não constituiu um exercício fácil na calibração dos multiplicadores a aplicar para assegurar a recuperação de custos.

No passado a introdução de novas opções tarifárias potenciou parte da geração de desvios tarifários (insuficiências de proveitos) que atingiram, no final de 2014, um saldo acumulado de 57 M€ para a atividade de transporte. A este nível, a REN evidencia a sua preocupação de que a introdução de tarifas diárias deteriore a correta recuperação dos custos, sugerindo por isso forte prudência na realização de previsões de adesão a esta nova opção e dos custos a imputar.

Neste quadro, a definição anual dos multiplicadores para o cálculo dos preços de contratação diária para entregas a clientes revela-se crítico e simultaneamente, bastante complexo. Neste contexto, a REN aproveita para reconhecer o mérito do estudo realizado pela ERSE. O estudo em questão salienta nomeadamente que a definição de multiplicadores reduzidos pode resultar em uma menor receita da atividade de transporte sem benefício no aumento induzido dos consumos e recuperação de custos e, no futuro, alterar o equilíbrio na repartição dos custos pelos vários segmentos de consumidores (atuais e futuros). A REN considera que esta situação não é aconselhável, defendendo que a introdução desta nova modalidade só deve ser feita se trazer benefícios para todo o sistema, aumentando a utilização das infraestruturas e consequentemente a sua faturação, objetivo que considera só

ser alcançável com a fixação de multiplicadores elevados (de acordo com o estudo da ERSE, multiplicadores de 6,0 para o Inverno e de 3,6 para o Verão).

Reconhece-se o esforço continuado por parte da ERSE para aumentar a flexibilidade de contratação, nomeadamente para assegurar o funcionamento das centrais de ciclo combinado, que se tem traduzido na introdução de produtos de curto prazo para entregas a clientes mas tais medidas, como as evidências reais têm demonstrado nos últimos anos, podem ser infrutíferas ou mesmo penalizante se não houver em todos os domínios e não apenas nas redes de gás um cuidado em assegurar um quadro de funcionamento equilibrado e em paridade com o que é assegurado em Espanha. Em complemento, **a REN sugere que sejam exploradas outras formas alternativas de assegurar o seu funcionamento em mercado, de forma equilibrada com as congéneres em Espanha, por exemplo ao alocar o custo da rede de transporte das centrais que servem de apoio ao sistema elétrico, ao beneficiário dessa mesma disponibilidade, ou seja, ao próprio sistema elétrico.**

A integração de flexibilidade do lado da procura (DSF) é atualmente reconhecida como uma importante ferramenta na estratégia de energia da União Europeia, estando este tema bastante evidenciado quer na Diretiva de Eletricidade (Directive 2009/72/EC), quer na Diretiva de Eficiência Energética (Directive 2012/27/EU).

Proposta ERSE

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.

Comentários da REN

A REN reconhece a utilidade da análise realizada pela ERSE neste âmbito. A análise referida concluiu que uma diferenciação por dia e por mês dos preços de capacidade contratada na opção tarifária flexível diária apresentaria melhorias face a uma estrutura que só permita uma diferenciação mensal. A REN acredita no racional destes resultados, admitindo que a definição de tarifas diárias com diferenciação de preços entre os dias úteis e os restantes dias da semana possibilita uma melhor atribuição de custos na medida em que iria permitir uma imputação mais próxima da real utilização da infraestrutura.

Contudo, mais uma vez, a REN alerta para o facto da valorização da flexibilidade não constituir um exercício fácil, agravando-se com o número e a complexidade das atuais opções tarifárias, e que a introdução simultânea de várias formas de flexibilidade torna este exercício ainda mais difícil.

Aproveita-se ainda para salientar que a diferenciação de preços ao nível das tarifas de acesso às redes numa base semanal é pouco comum e acrescenta-se que em Espanha as tarifas diárias diferenciam-se apenas por mês e não por dia da semana.

Assim, a REN demonstra as suas reservas quanto à oportunidade de introdução desta diferenciação para o próximo período regulatório e, **atendendo a que existe atualmente uma proposta para a introdução de uma opção tarifária flexível com contratação diária, sugere que se avaliem primeiro os efeitos desta última e que só posteriormente se equacione a introdução de diferenciação por tipo de dia da semana.**

3. Aplicação de tarifas de acesso AP a clientes MP

O Regulamento Tarifário, aprovado pelo Regulamento n.º 139-E/2013, de 16 de abril, define no n.º 9 do artigo 23.º que as entregas de gás natural em Média Pressão com consumos anuais superiores a um limiar de consumo podem optar pela faturação da tarifa de Acesso às Redes em Alta Pressão. Esse limiar deve ser determinado e publicado pela ERSE, anualmente, através da Diretiva de aprovação das tarifas.

Este limiar desde o ano gás 2010-2011 situa-se nos 50 milhões m³/ano.

A manutenção do regime em vigor poderá incentivar a construção de ligações à rede de transporte por clientes já ligados à MP, situação geradora de custos para todo o sistema de gás natural e prejudicial para a generalidade dos consumidores, criando decisões de investimento motivadas por uma oportunidade transitória (face aos custos vigentes), mas não beneficiando o sistema de gás natural como um todo.

| Proposta ERSE | Comentários da REN |
|---|--|
| <p>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.</p> <p>Esta alteração tem impactos no artigo 23.º, n.º 9 e 10 do Regulamento Tarifário</p> | <p>A REN entende a necessidade de muitos clientes procurarem a ligação à rede de alta-pressão como recurso imediato para redução dos seus custos de infraestrutura. Esta questão reflete contudo a reação dos consumidores a uma descontinuidade tarifária nas redes. Qualquer fronteira será indutora deste descontentamento. Face à importância que a indústria tem no consumo global de GN, e dado que o regime de pressões não é nem foi opção desses consumidores mas resultou da proximidade da rede, deve haver uma reflexão alargada sobre a construção das tarifas e impacte dos custos de rede que são suportados por esses consumos.</p> |

4. Mecanismo de incentivo às trocas reguladas de GNL

O Mecanismo de Incentivo à Existência de Trocas Reguladas de Gás Natural Liquefeito (GNL) tem como objetivo fomentar a existência de trocas reguladas de GNL entre o comercializador do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) e os agentes de mercado que pretendem atuar no mercado de gás natural e, consequentemente, limitar as barreiras naturais à utilização do terminal de GNL por novos comercializadores.

Atualmente, poderão utilizar este incentivo os agentes de mercado que pretendam entregar no terminal de GNL em Sines uma quantidade anual de gás natural maior ou igual a 2 TWh, equivalente aproximadamente a 4 navios de 70 000 m³ de GNL. Através dele o agente de mercado paga ao comercializador do SNGN um montante apurado pela aplicação do preço das trocas reguladas de GNL (PRGNL) ao volume de GNL entregue no terminal de Sines no âmbito do mecanismo.

| Proposta ERSE | Comentários da REN |
|---|--|
| <p>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</p> | <p>O mecanismo de trocas reguladas de GNL visa dar resposta à limitação que existe no Terminal da utilização por parte dos agentes com consumos de GNL de pequena dimensão, face à grande dimensão dos navios que o abastecem.</p> |

técnicas dessa infraestrutura, do stock necessário para operações de trasfega e do stock comercial de gás natural.

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.

A alteração proposta ao valor de *stock* limiar de acesso ao mecanismo das trocas reguladas, na opinião da REN não permite por si só, assegurar a solução das dificuldades até agora verificadas, uma vez que o mecanismo tem um conjunto significativo de restrições à sua aplicação, prazo, dimensão e tempo máximo de recuperação, decorrentes da necessária proteção do prestador à variabilidade de preço do GNL evitando aproveitamento indevido.

De modo a ultrapassar as limitações do atual mecanismo, entende o Operador do terminal que em complemento ao mecanismo, uma gestão integrada dos stocks de GNL realizada pelo operador, a par de medidas tarifárias específicas permitirão assegurar a remoção da barreira da escala a novos utilizadores.

Pela criticidade desta infraestrutura a REN entende que seria muito positivo que este quadro estivesse definido antes da elaboração da proposta de parâmetros e tarifas podendo assim ser discutida nos conselhos consultivo e tarifário.

5. Novos produtos de capacidade de curto prazo e de longo prazo nas infraestruturas de Alta Pressão

A proposta de novos produtos de capacidade nas infraestruturas de alta pressão permite oferecer mais flexibilidade aos agentes na utilização das infraestruturas de alta pressão harmonizando-se as regras aplicáveis com as estabelecidas pelo Código de Rede de CAM para as interligações.

Proposta ERSE

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.

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

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 artigos 35.º, 40.º e 48.º já já referem que os preços de capacidade contratada podem ser diferenciados consoante o tipo de produto de capacidade definidos ao abrigo do RARII.

Comentários da REN

Em termos gerais a REN concorda com estas propostas pois é nos processos de entrada que se podem dinamizar a concorrência e a otimização de custos para melhores ofertas comerciais.

A proposta relativa ao alargamento da aplicação de produtos intradiários a todas as entradas e saídas das interligações internacionais advém das obrigações decorrentes do código de rede CAM. Neste contexto, a REN concorda que a introdução deste tipo de produto se faça também ao nível do Terminal de GNL, evitando-se assim um tratamento diferenciado entre as duas entradas na rede de transporte.

Adicionalmente considera positiva a introdução de produtos de capacidade diários no armazenamento subterrâneo pois a mesma permite harmonizar os produtos de capacidade do Armazenamento Subterrâneo com os produtos de capacidade do Terminal de GNL.

Por fim sublinha que o objetivo destes aumentos adicionais de flexibilidade deve ser o de uma maior utilização das infraestruturas mas sem que seja colocada em causa a recuperação dos proveitos regulados no próprio ano.

Na generalidade dos países europeus, os agentes de mercado detêm direitos de capacidade de longo prazo na rede de transporte e demais infraestruturas de alta pressão, sendo também esta a realidade em Espanha. Em Portugal, os direitos de capacidade são anuais ou inferiores a 1 ano.

O Código de Rede de CAM prevê o agrupamento de toda a capacidade nas interligações. Na concretização do agrupamento de capacidade, nas situações em que essa decisão é voluntária, é útil que os produtos oferecidos nos dois países de determinada interligação tenham o mesmo perfil de duração.

| Proposta ERSE | Comentários da REN |
|--|---|
| <p>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?</p> <p>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.</p> | <p>A REN entende que a atribuição anual de capacidade de longo prazo é um instrumento essencial para a estabilização do mercado de capacidade e de gestão de risco. Neste sentido, concorda com o referido pela ERSE no sentido da contratação de capacidade de curto prazo impor um maior risco de procura futura aos consumidores e que uma oferta de capacidade de longo prazo permitiria que esse risco fosse partilhado de forma mais equilibrada entre os consumidores e os comercializadores.</p> <p>Adicionalmente, a REN considera que o <i>timing</i> desta proposta é pertinente na medida em que são apresentadas várias propostas para o próximo período regulatório no sentido de um aumento da flexibilidade e que esta proposta, se desenhada adequadamente, pode vir a contrariar parte dos efeitos negativos desse aumento ao nível da volatilidade nas receitas.</p> <p>A REN considera ainda vantajoso o facto desta proposta contribuir para harmonizar os produtos existentes em Portugal com os existentes em Espanha, onde é permitida a atribuição de capacidade anual a longo prazo, ajudando assim a evitar situações de cativação de capacidade <i>unbundled</i> no VIP Ibérico.</p> <p>Dados estes benefícios, a REN salienta a importância de incentivar os utilizadores a optarem por este tipo de contratação e argumenta que para o conseguir podem ser discutidas várias alternativas, não devendo a discussão estar limitada à discussão do valor dos multiplicadores. Em particular, considera que para incentivar a adesão a este tipo de contratação seria mais eficaz o estabelecimento de um preço de capacidade estável a aplicar aos vários anos de duração do contrato. Por fim, a REN salienta que considera mais adequado que este tipo de contratos tenha um prazo superior a 3 anos (e inferior a 15).</p> |

6. Metodologia de atenuação de ajustamentos no Armazenamento subterrâneo

As instalações de armazenamento subterrâneo de gás natural assumem, nos termos da legislação nacional e comunitária uma importância associada à constituição e manutenção de reservas de segurança, bem como um garante da estabilidade para a gestão do sistema na sua globalidade.

A volatilidade da utilização desta infraestrutura induz a desvios tarifários que serão repercutidos nos anos seguintes implicando variações tarifárias relevantes.

| Proposta ERSE | Comentários da REN |
|--|---|
| <p>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.</p> <p>Em termos regulamentares esta proposta afeta os artigos 67 e 70.º do Regulamento Tarifário.</p> | <p>A REN concorda com o reconhecimento da importância do armazenamento subterrâneo como garante de estabilidade para a gestão do sistema.</p> <p>A metodologia proposta, com a qual a REN está de acordo, tem por base o mecanismo próximo do já utilizado no atual período regulatório para as infraestruturas do Terminal de GNL, em que parte dos proveitos é recuperada pela atividade UGS de modo a garantir a estabilidade do custo unitário.</p> |

A variável que melhor reflete a evolução dos custos da atividade de armazenamento subterrâneo é a da capacidade contratada, dado que é a variável que, por via tarifária, recupera praticamente a totalidade dos custos.

7. Alargamento da regulação por incentivos à atividade da GS

Ao contrário dos restantes custos de exploração regulados pela ERSE, os custos de exploração da atividade de gestão técnica global do sistema não têm sido abrangidos por qualquer meta de eficiência, devido às particularidades desta atividade, designadamente o seu carácter estratégico para o SNGN.

| Proposta ERSE | Comentários da REN |
|--|--|
| <p>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.</p> <p>Em termos regulamentares esta proposta altera o artigo 70º do Regulamento Tarifário.</p> | <p>A implementação de uma regulação por incentivos não pode pôr em causa critérios de segurança e de gestão adequada dos meios disponíveis.</p> <p>No presente caso as novas obrigações atribuídas aos GTGS, no próximo período de regulação, para operacionalização dos códigos de redes europeus e do MIBGAS, a entrada em vigor da Diretiva de Transparência (REMIT), a nova atividade de ERP (entidade responsável pelas previsões), não permitem a estabilização dos custos desta atividade de forma a permitir a sua correta avaliação.</p> <p>Os custos de funcionamento desta atividade, controláveis e não controláveis, rondam um valor inferior a 3,7 M€ (0,24% dos proveitos totais do SNGN) pelo que os benefícios para o sistema se adivinham muito reduzidos face aos custos de implementação da regulação por incentivos e o potencial de risco operacional associado.</p> <p>A ERSE tem ao seu dispor ferramentas que lhe permitem validar a não existência de subsidiação cruzada entre atividades, nomeadamente a consistência ao longo dos anos dos critérios contabilísticos utilizados para a repartição de custos comuns.</p> <p>A atividade de GTGS ainda não atingiu a estabilidade de responsabilidades e inerente estrutura de custos pela necessidade crescente de incorporar atividades cada vez mais complexas fruto dos desenvolvimentos regulatórios nacionais e europeus. Como tal não se considera prudente avançar com uma regulação por incentivos uma vez que a multiplicidade de atividades atualmente existente não é propícia à realização de uma avaliação fundamentada da estrutura de custos eficiente.</p> <p>Porque esta não é uma prática regulatória da generalidade dos reguladores do mundo ou mesmo da Europa, a REN propõe que seja mantida a regulação económica por custos aceites da atividade de GTGS de modo a não comprometer os elevados padrões de segurança e gestão dos meios disponíveis que garantem o usufruto e gestão técnica do sistema em benefício de todos.</p> |

8. Apuramento de proveitos permitidos para a atividade do Terminal GNL

No primeiro período regulatório do setor do Gás Natural, aplicou-se à atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL um método de alisamento do custo com capital, para um período de 40 anos, correspondente ao período da concessão. Contudo a aplicação desta metodologia de alisamento por um

período temporal tão extenso evidenciou na prática alguns aspetos, que após ponderados, conduziram à redução, no segundo período regulatório, do período temporal da metodologia de alisamento para um horizonte de 10 anos.

O mecanismo de alisamento do custo com capital a 10 anos, em vigor desde o ano gás 2010-2011, iria terminar no final do ano gás 2016-2017.

| Proposta ERSE | Comentários da REN |
|--|--|
| <p>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.</p> <p>Em termos regulamentares esta proposta afeta o artigo 66º do Regulamento Tarifário.</p> | <p>A REN considera positiva a proposta da ERSE em alinhar o fim do alisamento na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL com o fim do período regulatório em curso à semelhança do que ocorreu anteriormente com o fim do alisamento das redes de transporte e distribuição.</p> <p>Esta alteração implica alterações no artigo 119.</p> |

9. Modelo de regulação aplicável ao reenchimento de navios metaneiros e outros serviços no Terminal de GNL

Os terminais de GNL são atualmente solicitados para diversos serviços que, não sendo a sua função primordial, podem representar um acréscimo de atividade e complementar a utilização na função primária - a injeção de gás natural na rede de transporte. A capacidade de responder à procura por estes serviços pode ainda contribuir para aumentar a capacidade de atrair novas cargas de GNL para o Terminal de Sines e aumentar a flexibilidade desta infraestrutura.

| Proposta ERSE | Comentários da REN |
|--|---|
| <p>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.</p> <p>Esta alteração não tem impacte no Regulamento Tarifário.</p> | <p>A REN manifesta a sua preocupação com a descontinuidade do enquadramento regulatório da atividade de reenchimento de navios e outros serviços, implícita na proposta da ERSE.</p> <p>Para fazer face à dinâmica do mercado de GNL e a situações que provoquem diferenças de preço acentuadas entre mercados, o Terminal de GNL deverá ter a cobertura legal e regulatória necessária a uma maior flexibilidade na prestação de novos serviços economicamente viáveis, com acrescido valor para o o terminal e consumidores.</p> <p>O modelo regulatório a aplicar a esses novos serviços deve estar alicerçado num modelo de incentivos sustentado num mecanismo de partilha equitativa dos benefícios entre o operador e os consumidores e enquadrado de forma inequívoca no Regulamento Tarifário.</p> <p>A ERSE considera que o clausulado do artigo 42º do atual Regulamento Tarifário (artigo 37-Aº da proposta de alteração do RT) contempla “<i>mecanismos flexíveis para a aprovação de novos serviços a prestar pelo Terminal de GNL, ..., incluindo as condições gerais do serviço e o regime económico dessa prestação...</i>”.</p> <p>Contudo, a leitura desse artigo suscita muitas dúvidas pois as condições a que a ERSE se refere estão omissas. No entender da REN, o modelo regulatório e, consequentemente, o regime económico a aplicar a serviços complementares a prestar pelo</p> |

Terminal deverão ser acordados com a ERSE na sequência de proposta do operador.

Os novos serviços que podem ser prestados pelo Terminal, apesar de complementares às suas atividades principais, aumentam a sua flexibilidade e a capacidade de atração de novas cargas de GNL, para além do seu próprio valor económico intrínseco.

10. Encargos de neutralidade (aplicação do código de rede de compensação)

O Regulamento Europeu n.º 312/2014, que aprovou o Código de Rede para a Compensação das redes de transporte de gás (doravante designado por Código de Rede de Compensação) entrou em vigor em 20 de abril de 2014, sendo a sua aplicação a Portugal prevista para outubro de 2016. Este Regulamento tem por objetivo apoiar o desenvolvimento de um mercado grossista de gás na União Europeia, de curto prazo e competitivo, que possibilite o fornecimento de flexibilidade através de mecanismos de mercado.

Através da utilização dos referidos mecanismos de mercado, os utilizadores da rede devem equilibrar as suas carteiras de compensação de forma eficiente, sendo responsáveis pelo equilíbrio entre os seus fornecimentos e os seus consumos. Os operadores das redes de transporte (ORT) realizarão ações de compensação residual das redes, se necessário.

Os encargos de neutralidade são uma rúbrica distinta dos encargos de compensação diária, cujos princípios estão consagrados nos artigos 29.º a 31.º do Código de Rede. O mecanismo associado aos encargos de neutralidade visa garantir que o operador da rede de transporte não tem lucro, nem prejuízos no âmbito das suas atividades de compensação diária. Ou seja, este mecanismo permite garantir que, das diferenças entre os pagamentos e cobranças decorrentes dos encargos de compensação diária, nos termos do capítulo V, não resultem prejuízos ou benefícios para o ORT. A metodologia de repartição dos encargos de neutralidade, nos termos do Código de Rede, é aprovada pela Entidade Reguladora, no respeito dos princípios do referido Código de Rede.

A forma de repartição dos encargos de neutralidade, os encargos têm de ser proporcionais ao grau de utilização do ponto ou pontos de entrada e/ou saída da rede de transporte pelo utilizador da rede, devendo os mesmos ser discriminados na fatura enviada aos utilizadores das redes

Proposta ERSE

24. 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 141.º-A e 141.º-B do Regulamento de Relações Comerciais, e nos artigos 42.º e 43.º do Regulamento de Operação das Infraestruturas.

Comentários da REN

A compensação de rede por compra e venda de GN será um dos motores do MIBGAS e da sua liquidez, pelo que se reconhece os méritos deste tipo de compensação, desde que salvaguardadas as questões de acesso ao mercado e que estejam definidos o quadro legal e regulamentar necessários à sua implementação.

Este código vem estabelecer a imputação de custos para os comercializadores associados aos desequilíbrios em que estes venham a incorrer por um lado, e, por outro, aos custos e

proveitos que o Gestor Técnico tenha de incorrer para manter em operação segura o processo físico de movimentação de GN. É a resultante deste conjunto de custos e proveitos do operador que é considerado no quadro dos encargos de neutralidade, dado que o referido regulamento impõe que o operador não ganhe ou perca com estas operações assegurando a sua repercussão direta e proporcional nos agentes de mercado.

A introdução de uma tarifa para a recuperação dos encargos da neutralidade implica ter à partida uma estimativa dos valores envolvidos.

Entende-se que, para uma fase de arranque de aplicação das novas regras de balanceamento, o modelo 2 proposto pela ERSE, (repartição de encargos de neutralidade em função dos desequilíbrios de cada agente) será a mais neutral devendo ser objeto de um processo transparente de atribuição dos encargos e que estes devem ser transferidos, quando ocorrerem, numa base mensal. Este modelo pode ser eventualmente melhorado se forem separados os custos variáveis induzidos pelos desvios dos agentes dos restantes, sendo os primeiros imputados de forma proporcional ao desvio e os últimos de acordo com a energia fornecida.

3 COMENTÁRIOS À REVISÃO DO REGULAMENTO DAS RELAÇÕES COMERCIAIS

Da revisão regulamentar do Regulamento de Relações Comerciais salientam-se como principais alterações com impacte na REN os seguintes temas:

- 1) Mudança de Comercializador
- 2) Gestão Logística de Abastecimento das UAG
- 3) Entidade Responsável pelas Previsões
- 4) Enquadramento do Regime de Mercado
- 5) Obrigatoriedade de pagamento mínimo de capacidade instalada

1. Mudança de Comercializador

| Proposta ERSE | Comentários da REN |
|---|---|
| <p>1. 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.</p> <p>2. A proposta de alteração regulamentar prevê a possibilidade dos comercializadores integrarem um mecanismo de apresentação da factura de fecho através do novo comercializador, com carácter voluntário para os comercializadores em regime de mercado.</p> <p>3. Nos termos desta proposta de revisão regulamentar os procedimentos de detalhe do mecanismo previsto para a factura de fecho deverão integrar os procedimentos de mudança de comercializador, a aprovar pela ERSE sob proposta do gestor do processo de mudança de comercializador.</p> | <p>A REN reconhece e saúda a preocupação da ERSE em assegurar um quadro de supervisão mais efectiva da função de gestão da mudança de comercializador que permita melhorar a eficácia destas mudanças. No entanto, importa notar que eventuais alterações dos procedimentos em particular a sua especificação deverão ser necessariamente precedidas de ampla discussão junto dos diversos operadores de rede de distribuição, dos agentes de mercado e do operador de rede de transporte no sentido de assegurar uma implementação tecnicamente robusta ao serviço dos consumidores.</p> <p>A faturação está excluída da plataforma de gestão de mudança de comercializador, por esta ser provisória, sendo assegurada através dos sistemas dos distribuidores e dos comercializadores. As funcionalidades adicionais, estão mais na esfera de um futuro Operador Logístico, entidade ainda inexistente e cujas atribuições se desconhecem. Desta forma, entende a REN que sendo este um mecanismo de carácter voluntário, o acerto real de faturação deverá ser efetuado fora da plataforma de mudança do comercializador e manter-se, consequentemente, na esfera dos comercializadores, sendo as respetivas leituras da responsabilidade dos respetivos operadores da rede de distribuição como realizado até à data.</p> |

2. Gestão Logística de Abastecimento das UAG

| Proposta ERSE | Comentários da REN |
|--|---|
| <p>1. 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</p> | <p>A REN considera que, pela maior afinidade com a atividade dos operadores da rede de distribuição e face à experiência de funcionamento entretanto acumulada, esta função apenas se justifica incluir no âmbito da atividade da Gestão Técnica Global do SNGN para garantir o reconhecimento dos custos a ela associados como custos de gestão e não associados como até agora à comercialização. A solução de gestor logístico das UAG atualmente assegurada pelo CUR tem-se revelado consistente, fiável e sem restrições de concorrência tendo a entidade que a presta uma ampla experiência da gestão logística de abastecimento rodoviário. Desta forma, entende a REN que esta atividade deveria continuar a ser assegurada pelo operador que atualmente a realiza sob pena de ser necessário</p> |

um esforço de adaptação e mobilização de novos recursos para o cabal desempenho da função, cuja perenidade é discutível a prazo. A inexistência de paralelismo em Espanha e o facto de uma eventual modificação de modelo em vigor dever ser ponderada tendo em conta o nível de qualidade, segurança e transparência que norteiam a atividade reforçam a importância da manutenção da solução atual.

3. Entidade Responsável pelas Previsões

| Proposta ERSE | Comentários da REN |
|--|---|
| <p>1. 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.</p> | <p>A REN considera que o papel a desempenhar pela Entidade Responsável pelas Previsões (ERP) tem uma importância determinante na viabilização do cumprimento das obrigações dos intervenientes no mercado, tanto dos operadores de rede como dos agentes, na medida em que o nível de eficácia das ações de balanço e compensação da rede de transporte dependem da qualidade da informação que ela presta ao mercado. Neste sentido, entende-se que esta atividade deverá estar centralizada numa entidade que assegure uma visão integrada do conjunto para aferir, validar e atuar diretamente sobre a informação de consumos que é disponibilizada aos agentes de mercado em tempo útil e de uma forma equilibrada. Nota-se contudo que se trata de uma nova atividade que irá requerer o necessário período de evolução até que esteja a funcionar em cruzeiro, pelo que esse período de evolução deve estar considerado a nível regulamentar.</p> |
| <p>2. 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</p> | <p>A REN concorda com a atribuição da definição dos perfis à entidade responsável pelas previsões dos consumos com medição não diária, embora a informação necessária seja quase integralmente originada nos operadores da rede de distribuição. De um modo geral, a informação prevista para os processos de balanço deverá ser suficiente para a calibração dos perfis. No entanto, no caso de necessidade de alterações na estrutura dos perfis (ou criação de novos perfis), será necessária informação adicional para a qual a entidade responsável pelas previsões depende integralmente da disponibilidade e qualidade da informação dos operadores da rede de distribuição devendo regulamentarmente esse acesso à informação ser reconhecido.</p> |

4. Enquadramento do Regime de Mercado

| Proposta ERSE | Comentários da REN |
|---|---|
| <p>1. 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.</p> | <p>A REN concorda com a sistematização levada a cabo nesta proposta de revisão regulamentar em que é feita uma clara distinção entre operações de mercado de âmbito retalhista e operações de mercado de âmbito grossista. Esta distinção de duas realidades interdependentes, mas claramente distintas, torna mais simples e mais fácil a leitura do regulamento.</p> |
| <p>2. A presente proposta integra ainda um enquadramento das ações de contratação de compensação operacional por parte do ORT</p> | <p>No que diz respeito às disposições relativas ao mercado organizado, a proposta de RRC inclui no conceito de mercados organizados os conceitos de Mercados a Prazo, Mercados a Contado e Mecanismos de mercado para ações de compensação.</p> <p>As ações relacionadas com o gás não contabilizado como saída do sistema e o gás utilizado pelo operador da rede de transporte para o funcionamento da mesma deverão ser livremente realizadas através de leilão ou de um mercado organizado.</p> <p>A REN entende que a inclusão dos mecanismos de mercado para ações de compensação como mercado organizado pode introduzir alguma confusão de conceitos. Efetivamente, parecem misturar-se o conceito associado ao ato de realizar ações de compensação (que podem ocorrer numa plataforma de mercado a contado que tenha sido designada como plataforma</p> |

de negociação para efeitos do Regulamento (UE) n.º 312/2014) com o conceito de plataforma de compensação previsto no Artigo 47.º do Regulamento (UE) n.º 312/2014, no qual o ORT pode estabelecer a referida plataforma apenas se não existir um mercado grossista de curto prazo com liquidez suficiente ou se não puderem ser adquiridos nesse mercado produtos temporais ou localizados de que o operador da rede de transporte necessite.

Artigo 137º

Mercados organizados

Os mercados organizados são os seguintes:

- a) ...
- b) ...
- c) Mecanismos de mercado para ações de compensação, que compreendem as modalidades de contratação que permitem ao operador da rede de transporte alterar os fluxos de gás que entrem ou saem da rede de transporte, excluindo ações relacionadas com o gás não contabilizado como saído do sistema e o gás utilizado pelo operador da rede de transporte para o funcionamento da mesma.

Para tornar a leitura mais clara, propõe-se a seguinte redacção:

Artigo 137º

Mercados organizados

Os mercados organizados são os seguintes:

- a) ...
- b) ...
- c) Plataformas de compensação previstas no Artigo 47.º do Regulamento (UE) n.º 312/2014 da Comissão de 27 de Março.

5. Obrigatoriedade de pagamento mínimo de capacidade instalada

| Proposta ERSE | Comentários da REN |
|---------------|--|
| - | <p>A proposta do RRC passou a integrar 3 novas grandezas para efeitos de faturação com uma revisão do texto da sua definição e obrigações associadas. Assim, na nova proposta, passam a constar para além da capacidade utilizada, da capacidade base anual e da capacidade mensal adicional, também a capacidade mensal e a capacidade diária; na sua redacção, estas grandezas passam a estar sujeitas ao pagamento de um valor mínimo de capacidade obrigatório determinado pela potência instalada, definida como o consumo diário referente às 8 maiores horas de cada dia.</p> <p>A REN entende que a obrigatoriedade de pagamento de um valor de capacidade mínimo é essencial dado alguns setores de atividade com grande regularidade poderem ser penalizados face a outros menos eficientes do ponto de vista de utilização das redes.</p> <p>Até à data o conceito de capacidade instalada para apuramento do montante mínimo de capacidade a contratar, por ser de difícil apuramento objetivo, impediu a aplicação desta norma pelo que se sugere a sua alteração para capacidade utilizada, i.e. o maior valor diário dos últimos 12 meses, pois é a única que dá uma dimensão real do nível de utilização da capacidade instalada por parte de cada consumidor.</p> |

4 COMENTÁRIOS À REVISÃO DO REGULAMENTO DE OPERAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS

Da revisão regulamentar do Regulamento de Operação das Infraestruturas salientam-se como principais alterações com impacte na REN os seguintes temas:

- 1) Modelo de compensação da rede
- 2) Modelo de fornecimento de informações

1. Modelo de compensação da rede

Com a publicação do Regulamento (UE) n.º 312/2014, da Comissão, de 26 de Março, que institui um código de rede para a compensação das redes de transporte de gás, o modelo de compensação da RNTGN em vigor deixa de ter aplicação a partir de 1 de Outubro de 2016. O modelo de compensação de rede preconizado no referido regulamento assenta no estabelecimento de mecanismos de mercado para o equilíbrio das posições dos agentes de mercado, reforçando a responsabilização destes no que respeita à gestão entre os seus fornecimentos e consumos na RNTGN. A nível operacional, tal equilíbrio é garantido através da compra e venda de gás natural no mercado organizado de gás natural (MIBGAS), da prestação de serviços de compensação pelos AM e/ou recorrendo a um serviço de flexibilidade do *linepack*.

| Questão ERSE | Comentários da REN |
|--|---|
| <p>1. 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?</p> | <p>O artigo 8.º do Regulamento (UE) n.º 312/2014 refere que a contratação de serviços de compensação pelo ORT apenas ocorre nas situações em que os produtos normalizados de curto prazo não proporcionem a resposta necessária para manter a rede de transporte dentro dos seus limites operacionais. Caso seja esse o caso, a REN entende que tais serviços poderiam ser prestados por qualquer agente de mercado com capacidade para tal através de mecanismos competitivos, transparentes e não discriminatórios.</p> <p>Em complemento a estes mecanismos entende-se que o GTG poderá solicitar a aprovação de uma extensão do linepack nomeadamente com a participação da utilização dos meios nacionais como o terminal e o armazenamento subterrâneo.</p> |
| <p>2. Considera adequada a implementação de um regime de incentivos que promova a eficiência do GTG relativamente à actividade de compensação operacional?</p> | <p>A possibilidade de implementação de um regime de incentivos que promova a eficiência do GTG na actividade de compensação operacional está prevista no Regulamento (UE) n.º 312/2014, sendo a REN, por princípio, favorável a tal possibilidade. Não obstante, a REN entende que não seria prudente implementar ex-ante um regime de incentivos sem um período mínimo de avaliação pelo regulador dos processos necessários que ainda não se encontram sequer definidos. A implementação do código de rede de balanço carece de uma cuidada análise custo-benefício com dados que no momento de arranque ainda não estão disponíveis.</p> |
| <p>3. Concorda com a oferta por parte do GTG de um serviço de flexibilidade do linepack?</p> | <p>A REN entende que tal serviço poderá ser oferecido desde que lhe sejam conferidos os meios para tal. Para o processo de tomada de decisão importa, no entanto, ter em consideração alguns elementos críticos como sejam o grau de desenvolvimento do processo de criação do mercado ibérico de GN e o nível de erro associado aos consumos dos clientes com medição diária. Como tal, a REN considera que as ofertas de flexibilidade a promover pelo GTG, nomeadamente o seu montante global, deverão ser avaliadas em função do desenvolvimento e funcionamento do mercado de acordo com as novas regras.</p> |

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

A REN está de acordo com a atribuição de flexibilidade do *linepack* mediante a aplicação de mecanismos competitivos.

5. 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?

A REN considera que a actual segmentação dos consumidores com medição intradiária, diária e não diária serve o propósito do modelo de compensação preconizado pelo Regulamento (UE) n.º 312/2014. No entanto, entende a REN que existirá uma janela de oportunidade para se analisar os benefícios decorrentes da passagem gradual dos clientes com medição diária para a esfera dos clientes com medição intradiária, reduzindo assim o grau de exposição (GTG e AM) a eventuais erros associados aos consumos dos clientes com medição diária. A REN será favorável à realização de um piloto que ateste da eficácia e dos custos de passagem de clientes de regime de medição diária para intradiária.

2. Modelo de fornecimento de informações

O sistema de compensação da RNTGN previsto no Regulamento (UE) n.º 312/2014, da Comissão, de 26 de Março, responsabiliza os agentes de mercado utilizadores da RNTGN pelo equilíbrio entre os fornecimentos e consumos afectos às suas carteiras de clientes. Para que tal seja viável, o referido Regulamento estabelece um conjunto de requisitos mínimos em matéria de fornecimento de informação aos agentes de mercado, por parte do GTG e dos operadores das infra-estruturas do SNGN. A complexidade de informações a trocar, bem como o momento da sua disponibilização são considerados críticos, num quadro em que se espera que os agentes de mercado tenham menos flexibilidade operacional.

Questão ERSE

Comentários da REN

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

Dada a especificidade do SNGN, a REN é da opinião que deverá ser concedida mais uma atualização da informação (para além das 2 obrigatórias) dos consumos relativos aos clientes com medição intradiária num horário próximo do final do último ciclo de renomeações, permitindo assim, por um lado, que o GTG reduza as necessidades de acesso ao *linepack* e, por outro, que os agentes de mercado tenham que compensar (financeiramente ou em espécie) quantidades avultadas de GN no dia seguinte, minimizando os seus custos de balanceamento. A REN está disponível para avaliar todos os meios que permitam implementar de forma controlada medidas que assegurem a concorrência leal entre agentes de mercado nomeadamente através da informação a prestar de forma transparente que lhes permita um comportamento sem penalizações.

5 COMENTÁRIOS AO REGULAMENTO DO ACESSO ÀS REDES, ÀS INFRAESTRUTURAS E ÀS INTERLIGAÇÕES

Da revisão regulamentar do Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações salientam-se como principais alterações com impacto na REN os seguintes temas:

- 1) Compensação de Perdas e Autoconsumos
- 2) Atribuição de capacidades
- 3) Contratos de duração superiores a 1 ano
- 4) Contratos interruptíveis
- 5) Gestão de congestionamentos

1. Compensação de Perdas e Autoconsumos

A compensação de perdas e autoconsumos da rede de transporte tem sido garantida pelos utilizadores da rede através de duas medidas complementares: i) uma contribuição pré-determinada anualmente pelo operador de rede e aplicada como uma percentagem nos fornecimentos à entrada da rede numa base diária; ii) um acerto posterior da contribuição para o valor final de perdas e autoconsumos, resultado do apuramento dos consumos reais verificados nas unidades de medida e registados na fase de realização do balanço mensal da rede.

| Questão ERSE | Comentários da REN |
|--|--|
| <p>1. Qual a forma que considera mais adequada para garantir a compensação de perdas e autoconsumos nas infraestruturas do SNGN?</p> | <p>A compra de GN para compensação de perdas e autoconsumos não é, na verdade, mais que parte da compensação operacional que já é realizada diariamente, podendo ser integrado nessa atividade embora com custos individualizados cobrados diretamente aos utilizadores com o apuramento do balanço final. Esta medida permitirá uma maior transparência nos custos destes acertos para os agentes de mercado.</p> <p>Ao agrupar as necessidades de compensação de rede na mesma atividade, o custo global das ações de compra e venda de gás realizada pelo GTG pode ser otimizado através do recurso à flexibilidade de que dispõe o GTG para essas ações, incluindo o recurso a gás de operação.</p> <p>Isto implica naturalmente que a valorização da energia consumida diariamente referente a esta rubrica seja garantida mesmo sem um eventual recurso ao mercado para a compra e venda de gás pelo GTG (por exemplo por indexação a um preço médio de mercado).</p> <p>Esta medida poderá, de futuro, ser alargada igualmente às ações de compensação de perdas e autoconsumos verificados nas restantes infraestruturas de alta pressão, sendo esse um critério do Regulador. No entanto, considera-se que por razões de simplificação, tanto para a RNDGN como para as UAGs o mecanismo de compensação de perdas e autoconsumos se deve manter inalterado.</p> |

2. Atribuição de capacidades

Durante a vigência do anterior período regulatório ocorreu uma evolução do modelo de atribuição de capacidade nas infraestruturas da RNTIAT após a qual passou a existir um processo de solicitação de capacidade semelhante ao que existia anteriormente, mas em que as programações passaram a ser vinculativas e resultam na atribuição de direitos de utilização de capacidade (DUC) que são firmes.

Esta evolução fez com que os agentes passem a estar vinculados às suas solicitações com um comprometimento financeiro ex-ante. Assim, passaram a ser aplicadas tarifas de acesso às infraestruturas da RNTIAT em função dos DUC atribuídos aos agentes de mercado nos processos de atribuição de capacidade, independentemente da sua utilização.

| Questão ERSE | Comentários da REN |
|---|--|
| <p>1. 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?</p> | <p>A REN entende que é oportuno harmonizar a contratação de capacidades nos pontos relevantes que incluem as interligações internacionais, ligações entre o terminal de GNL e RNTGN e as ligações entre o armazenamento subterrâneo e a RNTGN bem como nos processos de armazenamento no terminal de GNL e no Armazenamento subterrâneo.</p> <p>Relativamente aos processos de atribuição de capacidade relativos à receção de navios e à carga de cisternas a REN entende que deve existir um processo de atribuição de capacidade, mas que o seu desenho deve salvaguardar as especificidades operativas destes processos.</p> |
| <p>2. No Artigo 36.º (5) define-se que os produtos normalizados (capacidade anual, trimestral, mensal, diária e intradiária) aplicam-se a pontos relevantes, no mínimo, as interligações internacionais e a ligação entre a RNTGN o terminal de GNL.</p> | <p>A REN concorda com a utilização de produtos normalizados de capacidade nas interligações internacionais e na ligação entre a RNTGN e o terminal de GNL.</p> <p>A REN entende que o Artigo 36.º (5) poderia incluir também as ligações entre a RNTGN e o armazenamento subterrâneo, uma vez que se trata de uma interface cujo acesso é importante para flexibilização das ações de balanço dos agentes de mercado e por ser um ponto sujeito a congestionamento.</p> <p>O processo de atribuição no caso da interface com o armazenamento deverá ter em conta as especificidades de operação desta infraestrutura.</p> |
| <p>3. No Artigo 36.º (6), define-se a atribuição de capacidade relativa aos processos de armazenamento subterrâneo de gás natural, de armazenamento de GNL no terminal, de trasfega para a descarga de enchimento de navios metaneiros e de enchimento de camiões cisterna no terminal GNL.</p> | <p>A REN concorda com a proposta de redacção do Artigo 36.º (6) e (7) dado que</p> <ul style="list-style-type: none"> - É favorável à utilização de produtos normalizados de capacidade para os produtos de armazenamento; - Entende que para os processos de trasfega para a descarga de enchimento de navios metaneiros e de enchimento de camiões cisterna no terminal GNL os produtos normalizados não serão os mais adequados. |
| <p>4. O Artigo 36.º (7) define que para os processos de armazenamento subterrâneo de gás natural e de armazenamento de GNL no terminal se utilizam produtos normalizados de capacidade com exceção dos produtos de capacidade intradiária.</p> | |
| <p>5. No Artigo 31 (2) a) é referida a duração dos produtos de capacidade, nomeadamente os horizontes anual, trimestral, mensal, semanal ou diário.</p> | <p>Propõe-se que seja eliminada a referência aos produtos de horizonte “semanal” para manter coerência com os produtos normalizados definidos no Artigo 33.º e também por razões de harmonização com a legislação de Espanha que não prevê produtos de duração semanal.</p> |

6. No Artigo 33 (3) refere-se a obrigatoriedade de atribuição nos pontos relevantes, no mínimo, de produtos para os horizontes anual, trimestral, mensal e diário.

A REN entende que o conteúdo do artigo deveria prever a possibilidade de nem todos os produtos de capacidades serem adequados a oferta em todos os horizontes (por ex. o contra-fluxo).

3. Contratos de duração superiores a 1 ano

A presente proposta de revisão regulamentar vem introduzir a possibilidade de atribuir capacidades para durações superiores a 1 ano o que até ao momento não era possível.

| Questão ERSE | Comentários da REN |
|---|--|
| <p>1. 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?</p> | <p>A REN considera adequada a atribuição de capacidade em horizontes superiores ao ano de atribuição, pois permite que os operadores das infraestruturas recebam uma indicação prévia da intenção de utilização de capacidade e permitirá uma estabilização da faturação e das previsões de utilização. Estes contratos devem estar associados ao aprovisionamento ou exportação, pelo que se considera pertinente a sua utilização nos pontos de entrada da RNTGN, nomeadamente na ligação entre o Terminal de GNL e a RNTGN e nas interligações internacionais (entrada e saída) em coordenação com o operador da rede interligada. A ligação ao armazenamento deve estar excluída deste tipo de contrato.</p> <p>Em relação aos contratos de capacidade nas interligações internacionais, deve ser assegurada uma duração idêntica dos dois lados da fronteira, promovendo a venda de capacidade harmonizada no VIP e otimizando a venda de capacidade no mercado, eliminando as ineficiências.</p> |

4. Contratos interruptíveis

A presente revisão regulamentar introduz a possibilidade de se atribuírem capacidades com natureza interruptível.

| Questão ERSE | Comentários da REN |
|--|---|
| <p>1. Considera adequada a atribuição de produtos de capacidade interruptíveis? Em que processos e em que pontos relevantes considera ajustado oferecer produtos interruptíveis?</p> | <p>A REN considera adequado existir a possibilidade de proceder à atribuição de produtos de capacidade interruptível, pois permite a venda de capacidade para além do limite da capacidade técnica. No entanto a REN entende que a oferta de capacidade interruptível na RNTIAT deve estar limitada a situações em que toda a capacidade firme se encontre previamente atribuída na sua totalidade (ou muito próximo da totalidade, para os casos onde, havendo excesso de procura, a venda por leilão não resulte na atribuição total da capacidade firme).</p> <p>A REN é favorável à introdução de processos de atribuição de capacidade interruptível nas ligações entre a RNTGN e o Terminal de GNL e entre a RNTGN e o AS. No entanto, a prioridade na implementação do mecanismo deve ser dada aos pontos e aos processos em que seja mais provável a ocorrência de congestionamentos. Relativamente à venda de produtos interruptíveis no VIP, esta deverá ser coordenada com o operador espanhol e aprovada pelos Reguladores de ambos os países.</p> <p>Em termos de horizontes temporais, para além da obrigatoriedade de oferta nos horizontes intradiários (em</p> |

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

sobrenomeação), a atribuição de capacidades interruptíveis poderá ocorrer em qualquer outro horizonte

3. Artigo 36-B.º (18): *A atribuição de produtos de capacidade interruptível só pode ocorrer após a subscrição integral dos produtos de capacidade firme oferecidos para cada horizonte temporal.*

A REN entende que a atribuição de capacidade interruptível deve ocorrer após a venda de capacidade firme até um certo nível (em alguns casos pode não ser 100%), pelo que a referência à subscrição integral não é a mais correta. Propõe-se a seguinte redação:

Artigo 36-B.º (18): *A atribuição de produtos de capacidade interruptível só pode ocorrer após a subscrição integral dos produtos de capacidade firme oferecidos para cada horizonte temporal, exceto nos casos em que o desenho do algoritmo de leilão aplicado resulte na não atribuição da totalidade da capacidade, caso em que o limite de subscrição passa a ser de 98%.*

5. Gestão de congestionamentos

A presente proposta de revisão regulamentar vem introduzir os mecanismos de gestão de congestionamentos previstos no Regulamento (CE) n.º 715/2009.

A REN considera adequado o alargamento das regras de gestão de congestionamentos, conforme previstas no Regulamento (CE) n.º 715/2009, às ligações da RNTGN ao Terminal de GNL e ao Armazenamento Subterrâneo.

Dado que alguns destes instrumentos têm, derivado a sua natureza, alguma complexidade, a REN entende que devem ser garantidas regras o mais simples e transparentes possíveis de forma a evitar equívocos ou erros por parte dos agentes. Esta preocupação é particularmente importante dado que estes instrumentos serão utilizados em momentos de congestionamento onde qualquer falha pode ter impactos relevantes nos equilíbrios das carteiras dos agentes.

Questão ERSE

Comentários da REN

1. Quais são os instrumentos de gestão de congestionamentos que considera adequado implementar na RNTGN?

A REN entende que a implementação generalizada destes instrumentos não é prioritária tendo em conta a quantidade de desafios relacionados com a entrada em funcionamento do mercado organizado e com a entrada em vigor das regras do Regulamento (EU) n.º 312/2014, aos quais é necessário dar resposta. Assim, a REN entende que devem ficar previstos prazos adequados para o desenvolvimento, especificação e implementação dos sistemas de informação de suporte às regras que vierem a ser aprovadas permitindo aos agentes um conhecimento total dos mecanismos. Tendo em conta a quantidade de alterações previstas no funcionamento do SNGN, a REN entende que implementação de alguns destes mecanismos deve ser planeada para data posterior a outubro de 2016. Excetuar-se-á, devido à sua maior simplicidade, o mecanismo de libertação voluntária de capacidade (“surrender”) cuja implementação poderá ser equacionada para antes dessa data, embora devam ser acauteladas as alterações necessárias ao nível de IT.

2. Relativamente às restantes infra-estruturas da RNTIAT, de que forma considera adequado tratar os congestionamentos?

Dos restantes instrumentos previstos a implementação de mecanismos firmes de perda de capacidade não utilizada a longo prazo (*long term use it or loose it -LT-UIOLI*) fica condicionada à implementação de atribuições de capacidades de longo prazo.

A implementação dos restantes mecanismos poderá vir a ser considerada, a médio prazo, em função da evolução da utilização de capacidades em cada ponto. A implementação do aumento da oferta de capacidade para além da capacidade técnica máxima e recompra de capacidade (Oversubscription and Buyback - OSBB) está prevista ocorrer no VIP Ibérico sendo preferível aos mecanismos firmes de perda de capacidade não utilizada com um dia de antecedência (*Short-term Use It or*

3. Artigo 33.º (9): *A capacidade atribuída a um agente de mercado, num determinado horizonte temporal, pode ser colocada à disposição dos agentes de mercado para os horizontes temporais seguintes, designadamente nos produtos de capacidade subsequentes de menor duração, desde que libertada por parte do agente de mercado detentor desses direitos de capacidade.*

Loose It - ST-UIOLI) que aparece em último lugar na ordem de implementação dos quatro mecanismos previstos na regulamentação europeia para as interligações.

Adicionalmente, considera-se que os mecanismos de gestão de congestionamento a aplicar no Terminal de GNL e no armazenamento subterrâneo deverão ser equacionados separadamente derivado do modelo específico de atribuição de capacidade a que estão sujeitos.

A REN entende que esta proposta de articulado, que se refere a um mecanismo de *surrender* carece de detalhe das regras de aplicação como a prioridade de atribuição de indemnização ao proprietário. Propõe-se a seguinte redação:

Artigo 33.º (9): *A capacidade atribuída a um agente de mercado, num determinado horizonte temporal, pode ser colocada à disposição dos agentes de mercado para os horizontes temporais seguintes, designadamente nos produtos de capacidade subsequentes de menor duração, desde que libertada por parte do agente de mercado detentor desses direitos de capacidade. No entanto, o ORT deverá assegurar que a capacidade disponível tem prioridade de atribuição face à capacidade libertada por parte do agente de mercado, devendo este conservar os seus direitos e obrigações decorrentes do contrato de capacidade até ao momento em que a capacidade seja reatribuída.*

6 PROPOSTAS NÃO CONTEMPLADAS NA REVISÃO REGULAMENTAR

1) Extensão da duração do período regulatório

A duração do período regulatório tem vindo a ser aumentada em praticamente todos os países europeus, sendo atualmente a média europeia de aproximadamente 5 anos e em Espanha de 6 anos. Esta tendência decorre da necessidade de haver uma maior estabilidade regulatória, dando tempo a que novas medidas de eficiência, mais profundas e complexas, necessitam para serem implementadas. Adicionalmente permite estabilizar as regras e os comportamentos nomeadamente dos agentes de mercado, com vantagem na previsibilidade a prazo da utilização das infraestruturas e de estabilização das ações regulatórias.

Em termos empresariais, no que respeita às empresas reguladas, considera-se essencial uma maior duração do período regulatório para que se possa estabelecer um plano de gestão de longo prazo alicerçado nos objetivos impostos pelo regulador mas com a previsibilidade necessária a uma implementação eficaz das medidas necessárias. Isto é válido nomeadamente na definição e implementação de novos sistemas de informação para suporte a atividades, contratação de meios humanos, gestão de conhecimento e todas as medidas para uma gestão eficiente.

Esta vantagem será mais clara para os consumidores e utilizadores das infraestruturas conferindo igualmente estabilidade às suas decisões.

2) Referência a mecanismos de atribuição implícita

Em 6 de Junho de 2014 foi lançada pela CNMC, a ERSE e a ACER uma consulta pública sobre os possíveis modelos de integração dos mercados de gás natural de Portugal e Espanha num mercado ibérico comum. Muitos dos *stakeholders* que responderam à consulta mostrou-se favorável a uma integração faseada dos mercados de Espanha e de Portugal nomeadamente através da implementação de um mecanismo implícito de atribuição de capacidade.

A REN é contrária à implementação de modelos em que a totalidade da capacidade seja atribuída através de mecanismos implícitos, mas não se opõe à utilização de mecanismos implícitos para atribuição da capacidade disponível no horizonte diário até um valor máximo igual a uma percentagem da capacidade técnica. A REN entende que este tipo de mecanismos pode favorecer a existência de ofertas para venda no VTP de Portugal (equivalentes às ofertas no PVB espanhol incorporando a tarifa de acesso) o que pode facilitar a realização de ações de compensação na Plataforma de Negociação no âmbito do Regulamento (EU) n.º 312/2014.

As atuais propostas de Regulamentos são omissas quanto a possíveis evoluções dos modelos de integração dos mercados. A REN entende que, independentemente do modelo de integração que venha a ser adotado, seria salutar prever a possibilidade de implementar mecanismos implícitos pelo menos ao nível do RARII

e do RRC. No RARII bastaria uma referência à possibilidade de inclusão no MPAl de desenvolvimentos de mecanismos de atribuição implícita para os horizontes diário e intradiário. No RRC deveriam ficar acautelados os relacionamentos entre GTG e OM relativas às comunicações das quantidades a atribuir e à faturação dos montantes relativos às receitas da capacidade.

3) Atribuição de capacidade para reservas de segurança

Considerando que o actual nível de oferta de capacidade de armazenamento ultrapassa largamente as necessidades para cumprimento das obrigações específicas decorrentes da necessidade de constituição de reservas de segurança pelos agentes de mercado, a REN entende que já não existe a necessidade de impor uma fase prévia de atribuição de capacidade de armazenamento para esse fim, porque introduz restrições à atribuição de capacidades e impede a uniformização dos processos, podendo tornar-se um encargo adicional com impacto para o sistema.

Neste sentido, a REN entende que o RARII deverá deixar aberta a possibilidade de se proceder a uma simplificação que evite a necessidade de processo de atribuição prévio, bem como a necessidade de estabelecer *a priori* parcelas de atribuição de capacidade, deixando de haver referência a estas regras no art.º 35º, podendo ser substituídas por um texto que reforce o papel do GTG na avaliação das circunstâncias de utilização das capacidades de armazenamento sempre que necessário, com possibilidade de intervenção na improvável eventualidade de, ainda assim, se verificar uma situação de congestionamento.