



71.ª Consulta Pública

Proposta de Revisão Regulamentar do Setor do Gás Natural

Comentários da REN

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO.....	1
2	COMENTÁRIOS À REVISÃO REGULAMENTAR	2
2.1	PARÂMETROS DE VIGÊNCIA DAS TARIFAS E DOS PARÂMETROS DE REGULAÇÃO	2
2.2	DURAÇÃO DO PERÍODO REGULATÓRIO	3
2.3	ACEITAÇÃO DE CUSTOS DE INVESTIMENTO PARA EFEITOS REGULATÓRIOS.....	4
2.4	INCENTIVOS À EFICIÊNCIA	6
2.5	MODELO DE GESTÃO DE RISCO E GARANTIAS	7
2.6	REGISTO DE COMERCIALIZADORES	9
2.7	ALTERAÇÕES DECORRENTES DA CONSULTA PÚBLICA SOBRE O CÓDIGO DE REDE DE TARIFAS	10
2.8	ADAPTAÇÃO DO MECANISMO DOS AJUSTAMENTOS TARIFÁRIOS DAS ATIVIDADES DE TERMINAL DE GNL	12
2.9	FATURAÇÃO DA TARIFA SOCIAL	12

1 INTRODUÇÃO

Neste documento apresentam-se os comentários da REN à 71.ª Consulta pública - Proposta de Revisão Regulamentar do Setor do Gás Natural que sintetizam as propostas da REN, e expressam na generalidade o que foi identificado como necessidade de ajuste ou clarificação nos regulamentos ou posteriormente em sub-regulamentação, sendo apresentadas na expectativa de contribuir para uma regulação estável e transparente para todos os agentes do setor.

As propostas apresentadas pela ERSE de uma forma geral demonstram a preocupação de garantir o mais possível a necessária estabilidade regulatória, abordagem com a qual a REN concorda.

Refere-se ainda que estes comentários não estão sujeitos a reserva e que constituem essencialmente uma resposta direta às questões colocadas no âmbito da consulta pública, pelo que não esgotam o tema da revisão regulamentar.

2 COMENTÁRIOS À REVISÃO REGULAMENTAR

Relativamente à proposta de revisão regulamentar salientam-se os seguintes temas que oportunamente se comentam no presente documento:

- 1) Parâmetros de vigência das tarifas e dos parâmetros de regulação
- 2) Duração do período regulatório
- 3) Aceitação de custos de investimento para efeitos regulatórios
- 4) Incentivos à eficiência
- 5) Modelo de gestão de riscos e garantias
- 6) Registo de comercializadores
- 7) Alterações decorrentes da consulta pública sobre o código de rede de tarifas
- 8) Adaptação do mecanismo de ajustamento tarifário das atividades do terminal de GNL
- 9) Faturação da tarifa social

2.1 PARÂMETROS DE VIGÊNCIA DAS TARIFAS E DOS PARÂMETROS DE REGULAÇÃO

A ERSE propõe alterar a fixação de todas as tarifas para 1 de outubro, fazendo-as coincidir com o ano de vigência das tarifas de uso da rede de transporte nas interligações.

A ERSE refere que “a coincidência deste prazo com a atribuição de capacidade poderá influenciar de forma positiva o posicionamento dos comercializadores no mercado reforçando a sua informação e perspetivas de futuro, em benefício dos consumidores e beneficiando de estratégias de aprovisionamento mais adequadas e concorrenciais.”

A REN vê também como positiva a harmonização do período de vigência de tarifas com o período de atribuição de capacidade dos produtos normalizados imposto pelo Regulamento Europeu pois permite assegurar um quadro de preços estabilizado para que as ofertas aos consumidores possam beneficiar da estabilidade dos custos de rede regulada.

Os proveitos permitidos são calculados em ano civil, e segundo a interpretação da REN, o período de regulação deverá ser o período no qual as metodologias e parâmetros estão inalteradas independentemente da tarifa a aplicar ao longo do ano. Por exemplo, o período de regulação (caso a duração do período se mantenha em três anos) teria início em 1 de janeiro de 2020 e fim em 31 de dezembro de 2022. A REN sugere que seja clarificada esta interpretação.

Tendo por base o atrás descrito propõe-se a seguinte redação no RT:

Proposta ERSE	Comentários REN
<p>Alínea ii1) do Art.º3º</p> <p>Período de regulação - o período durante o qual as metodologias de definição dos proveitos permitidos e das tarifas das atividades reguladas, bem como dos parâmetros necessários ao seu cálculo, são estabelecidas e se mantêm inalteradas, sem prejuízo da sua revisão nos termos deste regulamento</p>	<p>Alínea ii1) do Art.º3º</p> <p>Período de regulação - o período durante o qual as metodologias de definição dos proveitos permitidos e das tarifas das atividades reguladas, bem como dos parâmetros necessários ao seu cálculo, são estabelecidas e se mantêm inalteradas, sem prejuízo da sua revisão nos termos deste regulamento</p>
<p>n. 3 do Art.º 135º</p> <p>Para além dos parâmetros definidos no número anterior, são fixados os valores de outros parâmetros referidos no presente regulamento, designadamente os relacionados com a estrutura das tarifas, de acordo com o ano gás.</p>	<p>n. 3 do Art.º 135º</p> <p>Para além dos parâmetros definidos no número anterior, são fixados os valores dos de outros parâmetros, designadamente os relacionados com a estrutura das tarifas referidos no presente regulamento, de acordo com o ano gás.</p>

A definição dos proveitos permitidos para cálculo de tarifas (exceto a inclusão dos ajustamentos de anos anteriores) deve ter a ponderação entre os parâmetros do ano civil s e previsão do $s+1$ (segundo a formula $0,25/0,75$) dado que os proveitos permitidos são calculados em ano civil.

2.2 DURAÇÃO DO PERÍODO REGULATÓRIO

Desde o início da regulação do Setor de Gás Natural em Portugal a duração dos períodos regulatórios é de três anos. Comparando com os outros países Europeus¹, apenas a República Checa e a Eslovénia têm um igual número de anos de período regulatório. Os restantes países têm períodos regulatórios entre 4 e 8 anos.

Com o objetivo de promover uma maior estabilidade e previsibilidade regulatória a REN propõe que os períodos regulatórios do Setor de Gás Natural passem a ter a duração de quatro anos. O estabelecimento de um período longo de regulação para o qual os parâmetros de regulação são definidos *a priori* cria estabilidade e previsibilidade no sector, dando às empresas um conhecimento de mais longo prazo dos objetivos que lhes

¹ CEER (2018), Report on Investment Conditions in European Countries 2017

são fixados, permitindo-lhes a definição de estratégias de atuação mais aprofundadas. Estes sinais de estabilidade são transmitidos ao mercado, aumentando a confiança dos investidores e assegurando melhores resultados para os consumidores.

Entende-se assim que estão reunidas as condições para um alargamento do período regulatório para quatro anos, dado que:

- A regulação do sector do gás natural atingiu já um estado de maturidade assinalável, o que significa que tanto o regulador como as empresas reguladas já evoluíram no caminho da eficiência e do bom funcionamento do sistema ao longo dos últimos 12 anos;
- Existem mecanismos regulatórios que mitigam a incerteza das previsões, tais como: a indexação da taxa de remuneração, o cálculo de ajustamentos anuais e mecanismos regulatórios que acomodam a volatilidade do consumo nas infraestruturas de AP, a fixação anual de tarifas;
- As infraestruturas nacionais do SNGN são relativamente modernas, ou seja, com o conhecimento adquirido com as outras redes europeias, a rede portuguesa já foi construída de forma moderna e eficiente o torna os de ganhos de eficiência mais limitados que as outras redes mais antigas;
- Decorridos 12 anos com incentivos à eficiência, eventuais medidas que possam ser implementadas em períodos curtos já foram executadas.

Neste sentido, a REN entende que um período mais longo, permite:

- aproximar o modelo português às melhores práticas europeias;
- a introdução de novas medidas vai necessitar de investimentos e medidas de médio de longo prazo, cujo retorno não pode ser obtido em períodos de regulação curtos
- delinear e implementar eficazmente estratégias e planos de gestão de mais longo prazo permitindo atingir eficiências que em períodos regulatórios mais curtos não é possível e;
- maior estabilidade e previsibilidade regulatória.

2.3 ACEITAÇÃO DE CUSTOS DE INVESTIMENTO PARA EFEITOS REGULATÓRIOS

DIFERENCIAÇÃO POR NATUREZA

Atualmente, a informação financeira das empresas reguladas é reportada à ERSE de acordo com as normas contabilísticas definidas pela ERSE. Este normativo permite evidenciar as diferenças entre as contas estatutárias das empresas e as contas para efeitos de regulação e desagregam os ativos por subclasse.

Existem diferenças entre os ativos considerados para efeitos regulatórios e os ativos considerados para efeitos contabilísticos, como por exemplo reavaliações, taxas de amortização diferentes, etc.

A REN considera que a introdução de um novo conceito “natureza de custos” deve ser objetivamente definido pela ERSE, e refletido nas normas de reporte financeiro de modo a permitir que a informação reportada cumpra os objetivos pretendidos e que permita a sua auditabilidade.

DIFERENCIAÇÃO PELO INCUMPRIMENTO DOS OBJETIVOS DOS ATIVOS PARA EFEITOS REGULATÓRIOS

O processo de elaboração do PDIRGN está definido no Decreto-Lei ° 231/2012 de 26 de outubro que republica o Decreto-Lei n° 140/2006. O artigo 12° refere que o PDIRGN deve ter em consideração o RMSA mais recente, caracterização da RNTIAT, o PDIRD elaborado no ano par anterior e o n°5 refere igualmente que deve observar as orientações de política energética. Por outro lado, o processo de aprovação do PDIRGN está considerado no artigo 12°A em que a proposta final do PDIRGN (após considerar as alterações da ERSE, a apreciação da DGEG) será enviado para aprovação do membro do Governo responsável pela área da energia (artigo 12°A n°8 do Decreto-Lei ° 231/2012). Posteriormente a ERSE acompanha a execução dos projetos de investimento.

Deste modo, os projetos de investimento que estão a ser executados têm de estar de acordo com os objetivos que foram inicialmente apresentados.

A REN considera que o processo de elaboração do PDIRGN e posteriormente a sua execução monitorizada pela ERSE, assegura que os projetos cumprem os objetivos apresentados nos respetivos planos de investimento. Por outro lado, quando a ERSE emite o parecer e eventualmente propõe alterações à proposta, pressupõe-se que aprova os projetos que serão aceites para cálculo da retribuição anual.

A REN não pode deixar de sublinhar a necessidade de a ERSE concretizar *ex-ante* à aprovação do investimento, de que objetivos se tratam e quais os critérios para aferir do seu cumprimento. Neste quadro, entende-se que todos os projetos que tenham sido aprovados depois de passar pelo crivo de discussão dos PDIR, que são realizados com pressupostos decorrentes dos RMSA, aprovados pelo Concedente e ouvida a ERSE e a Assembleia da República, não deverão estar sujeitos a mais escrutínio adicional que não seja o da confirmação da disponibilização da função para que foram previstos, uma vez que tenham sido realizados.

Deste modo, devem ser identificados e definidos de forma clara, quais os critérios para a classificação de incumprimento dos objetivos dos ativos para efeitos regulatórios.

2.4 INCENTIVOS À EFICIÊNCIA

A ERSE propõe algumas alterações aos modelos atuais por incentivos, designadamente:

PRINCIPIO DA PARTILHA DE RESULTADOS ALCANÇADOS POR APLICAÇÃO DE METAS DE EFICIÊNCIA

As atividades do Setor do Gás Natural têm sido sujeitas a incentivos na parte dos gastos operacionais, com exceção da atividade Gestão Global do Sistema, excluindo a componente de gastos com serviços prestados pelo Grupo.

No início de cada período regulatório são definidos e atualizados os novos parâmetros, entre os quais, os gastos operacionais que são calculados com base nos valores auditados verificados no período regulatório. Deste modo, já existe um princípio de partilha que é formalizado pela proposta apresentada.

A REN considera positivo a partilha das perdas e dos ganhos, desde que simétricos, entre empresas e consumidores do atual mecanismo de incentivos nos gastos operacionais. No entanto, é importante que estes mecanismos tenham uma duração compatível com a sua implementação, ou seja, ao longo do tempo, preferencialmente com continuidade entre períodos regulatórios.

A proposta não avança com detalhe sobre a construção deste incentivo, existindo uma incerteza total quanto à definição de metas de eficiência ou sobre o seu modo de aplicação pelo que este só poderá ser avaliado quando existir maior detalhe sobre a sua parametrização e implementação.

METAS DE EFICIÊNCIA NA GTGS

Os custos operacionais da Gestão Técnica Global do Sistema (GTGS) de Gás Natural são, por um lado, críticos para o correto funcionamento do sistema e do mercado e, por outro lado, têm uma natureza bastante heterogénea quer pela sua natureza quer pelo grau de controlo por parte da empresa.

Como tal, os custos tendem a observar alguma volatilidade (reconhecida pela ERSE na consulta pública) decorrente das mudanças a que a REN teve de se adaptar no âmbito das suas obrigações de serviço público. A entrada em vigor dos novos códigos europeus, a implementação da regulamentação europeia relativos à integridade e à transparência dos mercados grossistas da energia (REMIT), a perspetiva de consolidação do MIBGás, a nova atividade de ERP (entidade responsável pelas previsões) têm vindo a trazer um crescimento das responsabilidades e de alteração de paradigma. A volatilidade é ainda mais evidente em anos de conclusão de projetos CAPEX, data em que é necessário garantir a continuidade do suporte às tecnologias entretanto desenvolvidas e introduzidas no sistema. Esta situação não parece ser compatível com uma regulação por incentivos que se aplicaria a uma atividade estável e com indutores de custo previsíveis e bem definidos.

Em 2016, a ERSE alterou a metodologia de aceitação dos gastos desta atividade passando de uma regulação por custos aceites para uma regulação por incentivos que incide apenas nos gastos com serviços prestados dentro do Grupo.

Na proposta de revisão regulamentar a ERSE propõe alargar o âmbito de incidência da regulação por incentivos a todos os gastos controláveis desta atividade, excluindo das metas de eficiência os gastos com plataformas informáticas e de quotizações pagas a entidades nacionais e internacionais.

Uma vez que:

- não se prevê que, no próximo período regulatório, a atividade de GTGS consiga uma estabilização das responsabilidades e respetivos custos pela necessidade crescente de incorporar atividades cada vez mais complexas fruto dos desenvolvimentos regulatórios nacionais e europeus,
- a segurança de abastecimento e gestão da atividade implicam um acesso a meios e recursos que se pretendem suficientemente flexíveis para acomodar a imprevisibilidade da operação no dia-a-dia;
- todos os gastos operacionais incorridos são auditados e passíveis de justificação sempre que a ERSE assim o entenda;
- os gastos operacionais controláveis desta atividade têm um peso reduzido relativamente aos proveitos permitidos desta atividade;

propõe-se que a extensão da regulação por *revenue cap* aos custos operacionais que não sejam serviços intra-grupo deverão ser corretamente ponderados, sendo os custos associados às obrigações internacionais e plataformas que favorecem os comercializadores e que cada vez mais sobrecarregam as operações de gestão de sistema, como referido na proposta, considerados fora do *revenue cap*.

2.5 MODELO DE GESTÃO DE RISCO E GARANTIAS

A proposta de revisão regulamentar prevê a criação do gestor de garantias do SNGN. Esta medida, paralela à prevista no SEN, é positiva, trazendo claros benefícios para os agentes e, consequentemente reduzindo o risco para os operadores beneficiários. Acontece que, ao invés do setor elétrico, o gestor de garantias no setor do gás natural terá como função a gestão de garantias associadas a um número significativo de contratos, nomeadamente os contratos de uso das redes e os contratos de adesão à GTG do SNGN (i.e. abrange os vínculos dos comercializadores do SNGN com os 11 operadores de rede de distribuição, o operador de rede de transporte, o operador de armazenamento subterrâneo, o operador de Terminal de GNL e ainda o operador da rede de transporte na qualidade de gestor técnico global do SNGN). A complexificação do processo de operacionalização desta função, o elevado risco e custo associados e a inexistência de vocação por parte do Gestor Técnico para o desempenho desta função leva a considerar que a mesma não deve ser assumida pela REN Gasodutos (na sua função de GTG), mas delegada em terceiro.

Considera-se positiva a diferenciação entre entidades com histórico de cumprimento de pagamento das suas obrigações e as restantes entidades, penalizando estas últimas no respetivo valor da garantia a prestar face às primeiras;

A sub-regulamentação específica a preparar no âmbito do RRC que irá detalhar os meios de prestação, modos de cálculo e demais aspetos relativos à constituição, verificação e acionamento das garantias deverá considerar também os termos para a cobertura integral do risco para os operadores/ gestor técnico, matéria que no caso do setor elétrico e nas atuais condições para o setor do gás natural aprovadas pela Diretiva 14/2018, de 03 de dezembro, não está devidamente acautelado. Em particular, considera-se que o período de cobertura do risco deve abranger todo o período de exposição ao risco que o operador corre até que este esteja totalmente mitigado, quer por reforço da garantia, quer pela suspensão da atividade do comercializador.

Destaca-se também a importância de reforçar o valor relativo à garantia mínima no setor do gás natural, atendendo ao valor elevado dos compromissos a que os comercializadores estão obrigados regulamentarmente na sua atividade nas redes de transporte, distribuição e restantes infraestruturas, e cuja adequação deverá ser devidamente acautelada, imprimindo mais confiança no mercado e reduzindo o risco de instabilidade no sistema. Esta medida reduzirá a possibilidade de situações de falência ou incapacidade, tanto contratual, como logística ou de aquisição de gás, de agentes menos preparados para atuação num setor cada vez mais concorrencial (registre-se que a diferença dos valores das garantias mínimas entre setor de gás natural e elétrico tem um fator de 20x, desproporcional com a relação de preços da *commodity* nos respetivos mercados, i.e. de 100 mil Euros no elétrico e de 5 mil Euros no gás natural).

Adicionalmente, no contexto de revisão do modelo de garantias para o SNGN e do Regulamento Tarifário, considera-se relevante prever a incorporação na Regulamentação de um mecanismo de solução das insuficiências de fundos associadas ao não pagamento das obrigações por parte dos agentes de mercado decorrentes da sua atividade no âmbito do uso das infraestruturas de gás natural, cujas garantias resultem insuficientes para cobrir devidamente as suas obrigações. Propõe-se a análise de diferentes alternativas de mecanismo que deverão ser alvo de discussão no setor.

Ainda no contexto da revisão do RRC, dever-se-á aproveitar para clarificar e regulamentar a identificação da figura responsável pelos fornecimentos supletivos a clientes finais em caso de suspensão do agente de mercado fornecedor, propondo-se que esta responsabilidade esteja a cargo do comercializador de último recurso, grossista ou retalhista, consoante a localização do consumidor final.

2.6 REGISTO DE COMERCIALIZADORES

Entende-se o objetivo da ERSE em promover uma melhor monitorização do mercado, tanto o grossista como o retalhista, dando-lhe mais transparência, com benefício óbvio para os consumidores. A implementação de um novo registo de comercializadores, deve ser avaliado no contexto em que atualmente esse registo já ocorre, quer pela ERSE no âmbito das obrigações do Reg. 1227/2011 (REMIT), quer sobretudo pelo GTG, que já o faz para todos os comercializadores que pretendam adquirir o estatuto de agente de mercado. Este registo já é obrigatório e resulta na atribuição de um código, o "CAM" (código do agente de mercado), único e transversal para toda a sua atividade no SNGN;

Ainda que seja referido que a concretização desta obrigação dever-se-á fazer em articulação com os registos já existentes junto da entidade responsável pela gestão técnica global do sistema, não se percebe de que modo será feita essa articulação, nem o que resultará dela, se um registo apenas ou a manutenção de vários registos.

A este propósito a ERSE pretende abranger este registo obrigatório aos comercializadores ativos no mercado retalhista. Ora, no entendimento da REN, este registo é já hoje obrigatório na medida em que estão obrigados a obter o estatuto de agente de mercado todos os comercializadores que pretendem adquirir gás natural através de contratação bilateral com entidades legalmente habilitadas a fornecer gás natural ou através da participação em mecanismos regulados de compra e venda de gás. O RRC, no nº 4 do artigo 134º, estipula que sempre que o acesso ao regime de mercado se faça para entrega física de gás natural contratado, este é formalizado com a celebração do Contrato de Adesão à Gestão Técnica Global do SNGN, devendo o utilizador das redes que seja agente de mercado obedecer às condições nele estabelecidas. Com base nestas ~premissas regulamentares, é nosso entendimento que os comercializadores de último recurso retalhista, bem como os comercializadores que recebem gás natural por via de contratação bilateral, apesar de só atuarem na rede de distribuição, devem, ainda assim, solicitar junto do GTG o pedido de obtenção do estatuto de agente de mercado e, conseqüentemente, celebrar com a REN Gasodutos o contrato de adesão à GTG do SNGN. Este vínculo resulta na atribuição do referido código CAM.

A condição de agente a atuar no mercado retalhista de gás natural deverá ser ditada pela manutenção das obrigações resultantes dos contratos de uso das redes e de adesão à GTG do SNGN, o qual lhe confere o estatuto de agente de mercado. O objetivo da ERSE de assegurar um mecanismo de comunicação da entrada em operação de um comercializador no mercado retalhista, pode e deve ser garantida na sequência da celebração do dito contrato de adesão, já que se trata da peça que efetivamente habilita o agente de mercado a operar na rede, inclua-se aqui também a rede de distribuição. Havendo esse registo, o mesmo será comunicado pelo GTG à ERSE. Esta medida garante igualmente uma identificação inequívoca das entidades que podem efetuar o fornecimento de gás natural em cumprimento do quadro legal e regulamentar.

Adicionalmente e no sentido de garantir mais transparência, mais segurança e melhor supervisão do mercado, sobretudo o mercado retalhista, entende-se que o estabelecimento da obrigatoriedade efetiva de obtenção do estatuto de agente de mercado por comercializadores que atuam exclusivamente nas redes de distribuição, conferindo-lhes a atribuição de um código de identificação para o setor, promoverá a eliminação definitiva da existência de transações de gás natural entre agentes de mercado através de contratação bilateral nas redes de distribuição, sendo esta apenas possível no ponto virtual de transações (VTP). Considera-se esta medida um passo importante, pois trata-se de uma condição necessária num cenário futuro de operação do Mibgás em Portugal, conferindo mais liquidez ao mercado e mais transparência dos preços de gás, e numa transição do atual modelo de mercado para um modelo ibérico.

2.7 ALTERAÇÕES DECORRENTES DA CONSULTA PÚBLICA SOBRE O CÓDIGO DE REDE DE TARIFAS

O Regulamento (UE) 2017/460 da Comissão, de 16 de março, estabelece o Código de Rede de Tarifas. Sendo este regulamento obrigatório e diretamente aplicável em todos os Estados-Membros, a ERSE procurou, através da presente revisão regulamentar, alterar o Regulamento Tarifário de maneira a dar cumprimento com o disposto neste código.

Das principais alterações introduzidas pela ERSE destacam-se:

- a) A aplicação de uma metodologia do preço de referência que substitui a que se encontrava em vigor que consistia num modelo matricial baseado nos custos incrementais da rede de transporte.
- b) A eliminação do preço de energia da estrutura tarifária da tarifa de uso da rede de transporte exceto nas entregas às instalações abastecidas por UAG propriedade de clientes devido à impossibilidade de ter uma medição para o conceito de capacidade utilizada.
- c) A eliminação das opções de curtas utilizações e dos escalões de consumo com preços de energia distintos.

A ERSE aproveitou ainda para transpor para o Regulamento Tarifário os dois mecanismos previstos no código em termos da determinação dos preços dos produtos de capacidade interruptível e explicitar o cálculo dos preços de reserva para produtos de capacidade normalizados não anuais e o armazenamento subterrâneo como ponto de saída da rede de transporte.

Sendo estas alterações uma consequência da implementação obrigatória nos Estados Membros do Regulamento Europeu, tendo em conta os comentários recebidos à 66.^a consulta pública - “Implementação do código de rede relativo estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás natural”, a REN nada tem a opor às propostas de alteração mencionadas.

Contudo, salienta-se que estas alterações resultam da transposição para o Regulamento Tarifário do estabelecido no Código de Rede de Tarifas e que existem ainda decisões nomeadamente as relacionadas com a metodologia de cálculo do preço de referência que só vão ser conhecidas aquando da decisão da ERSE, a ser tomada até 17 de março, pelo que só se conseguirá ter uma ideia mais precisa do impacto da implementação do código nessa data.

Será nesta data que serão certamente clarificados alguns pontos que ainda ficaram em aberto no Regulamento Tarifário nomeadamente os relativos à metodologia *ex-post* a ser aplicada aos produtos interruptíveis.

Na proposta enviada à ERSE em fevereiro de 2018, sobre a avaliação da probabilidade de interrupção, foi mencionada a sugestão de que a aplicação do desconto *ex-post* inerente fosse realizada na liquidação mensal do uso da rede de transporte de cada agente de mercado e que, no que respeita aos horizontes diário e intradiário, estivesse confinada ao montante mensal agregado apurado de capacidade interruptível contratada pelo respetivo agente de mercado para estes horizontes. O objetivo desta regra é o de mitigar a possibilidade de virem a ocorrer potenciais abusos de contratação que possam gerar custos adicionais para o sistema.

Adicionalmente, considera-se que deve ser prevista a possibilidade de contratação e utilização de capacidades interruptíveis nos produtos relativos aos pontos de *interface* da RNTGN com o AS e o TGNL, pelo menos para o horizonte intra-diário. Esta necessidade encontra justificação na maximização da oferta de capacidade ao mercado, mesmo aquela que, encontrando-se contratada, se verifique ociosa (aplicação do princípio de *overnomination*).

Considera-se que a forma de estabelecimento de tarifas não deverá necessariamente ser a mesma entre pontos de *interface* e interligação internacional, devendo a metodologia ser adequada aos respetivos níveis de utilização previsíveis.

Por fim, expressa-se ainda preocupação com a aplicação desfasada do Código de Rede de Tarifas nos países ibéricos. Neste sentido, considera-se positivo que a ERSE continue a trabalhar com a CNMC com o objetivo de alcançarem uma adequada harmonização das regras regulatórias, necessária a uma correta integração do mercado.

2.8 ADAPTAÇÃO DO MECANISMO DOS AJUSTAMENTOS TARIFÁRIOS DAS ATIVIDADES DE TERMINAL DE GNL

O mecanismo implementado no período regulatório 2013-2016 para atenuação dos ajustamentos tarifários foi importante para a estabilização do impacto nas tarifas, dado que a utilização do Terminal não tem sido uniforme. A variável que atualmente é usada é a quantidade de gás natural prevista injetar no gasoduto. A proposta de passar a utilizar as variáveis que têm maior impacto na recuperação dos proveitos da atividade, caso não seja a mesma nos 2 anos consecutivos, não permite uma comparação adequada e a estabilização das tarifas.

Concorda-se com a alteração para as variáveis que têm maior impacto na recuperação dos proveitos da atividade desde que se garanta a utilização da mesma variável em 2 anos consecutivos.

2.9 FATURAÇÃO DA TARIFA SOCIAL

A Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para 2018 procedeu à alteração ao regime da tarifa social no setor do gás natural, passando estes custos a ser suportados pelos comercializadores, operadores das redes de transporte e distribuição.

De acordo com a metodologia utilizada pela ERSE os valores a pagar por cada agente é função das quantidades de gás natural veiculadas e comercializadas por cada agente no ano civil anterior ao da publicação das tarifas.

Sugere-se a revisão do método de apuramento dos agentes de mercado que devem contribuir para a tarifa social em cada ano e clarificado o procedimento a adotar em caso de suspensão e extinção do contrato de adesão à Gestão Técnica Global do SNGN. O atual mecanismo poderá impor obrigações a agentes de mercado, mesmo caso estes já se encontrem em situação de falência (e excluídos do SNGN). Estes casos deveriam ser alvo de tratamento previsto em sede regulamentar.