



## **96.ª Consulta Pública**

Reformulação dos regulamentos do gás  
RARII, ROI e MPGTG e RT

**Comentários da REN**

Março 2021

## ÍNDICE

1	SÍNTESE EXECUTIVA .....	1
2	ENQUADRAMENTO.....	3
3	COMENTÁRIOS À REVISÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO.....	5
3.1	TRATAMENTO TARIFÁRIO PARA A INJEÇÃO NA REDE PÚBLICA DE GASES RENOVÁVEIS OU DE BAIXO TEOR DE CARBONO .....	5
3.2	PLANOS DE PROMOÇÃO DA INJEÇÃO DE OUTROS GASES NA INFRAESTRUTURA .....	9
3.3	REVISÃO DO MECANISMO DE DIFERIMENTO INTERTEMPORAL DOS DESVIOS DE PROVEITOS ASSOCIADOS À PROCURA .....	11
3.4	ALTERAÇÕES NOS PREÇOS DE RESERVA A APLICAR AOS PRODUTOS DE CAPACIDADE INTERRUPTÍVEL PARA USO DA REDE DE TRANSPORTE .....	12
3.5	TARIFAS DE TRANSPORTE E PRÉMIOS DE LEILÃO .....	15
3.6	TRANSPORTE DE GNL EM CISTERNA .....	18
3.7	RECUPERAÇÃO DE PROVEITOS INDEVIDAMENTE RECEBIDOS .....	20
3.8	CUSTOS COM ALTERAÇÕES DAS INSTALAÇÕES DE UTILIZAÇÃO DOS CLIENTES NO MOMENTO DA SUA LIGAÇÃO À REDE DE GÁS NATURAL .....	20
4	COMENTÁRIOS AO ROI E MPGTG .....	22
5	COMENTÁRIOS AO RARII.....	26
6	COMENTÁRIOS À DIRECTIVA DE DEVOLUÇÃO DE EXISTÊNCIAS E AQUISIÇÃO DE GÁS DE ENCHIMENTO DA RNTG.....	32

## 1 SÍNTESE EXECUTIVA

A 96.<sup>a</sup> Consulta pública – Reformulação dos regulamentos do gás RARII, ROI e MPGTG e RT, introduz um conjunto de conceitos e definições de grande relevância, no que diz respeito aos gases renováveis e de baixo teor de carbono. O Legislador estabeleceu os princípios gerais para a incorporação desses gases, mas considera a REN que para a sua operacionalização e integração harmonizada no setor do gás, é essencial discutir o modelo de mercado a implementar e explicitar as consequências práticas da sua introdução no SNG. Em nossa opinião requerem ampla discussão e melhor clarificação designadamente:

- a) Os critérios para atribuição de capacidade de injeção, em particular de H<sub>2</sub>, dotação de meios físicos e regulamentares para a sua coordenação sistémica pelo GTG para maximizar a capacidade de receção do SNG e providenciar igualdade de oportunidades aos produtores, aos consumidores finais e seus comercializadores.
- b) Articulação destes critérios com os resultados que ocorram dos leilões previstos no referido Decreto-Lei, de modo a garantir o acesso dos consumidores finais interessados ao melhor preço independentemente da entrega física.
- c) Potencial integração ou não destes gases no mercado de gás, em paralelo com a definição da oferta integrada ou não com o GN, tendo em conta que apenas as quantidades mínimas serão objeto de aquisição pelo CURg.
- d) Tarifação da injeção dos gases renováveis de forma a não prejudicar o desenvolvimento de um mercado de gás, com a possibilidade de futura obtenção de um preço de mercado para esses gases renováveis e sua entrega.
- e) Explicitar os critérios regulatórios a aplicar a infraestruturas de rede de serviço público quando transportem em exclusivo gases de origem renovável.

Sugere-se a aplicação de um regime transitório para incorporação de gases renováveis ou de baixo teor de carbono até 2% em volume no ponto de consumo, para se desenvolverem os primeiros pilotos.

Sobre as restantes alterações previstas propõem-se nos comentários ajustamentos pontuais no sentido de melhorar a sua objetivação ou operacionalização e uniformizar o seu tratamento regulatório.



## 2 ENQUADRAMENTO

Neste documento apresentam-se os comentários da REN à 96.<sup>a</sup> Consulta pública – Reformulação dos regulamentos do gás RARII, ROI e MPGTG e RT. Considera-se positiva a iniciativa da ERSE, pela 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 pelos operadores das infraestruturas da RNTIAT, por se considerar a sua discussão relevante, em particular para o desenvolvimento eficiente do setor e poderem contribuir positivamente para o estabelecimento de um mercado de gás concorrencial, aberto, transparente e não discriminatório.

As propostas apresentadas pela ERSE têm como principal objetivo adequar os regulamentos da ERSE às alterações introduzidas pelo Decreto Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que cria as condições regulamentares e legais para a produção e incorporação no Sistema Nacional de Gás (SNG) de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono, medida inscrita na política energética nacional e europeia traduzida no PNEC 2030 e no Roteiro para a Neutralidade Carbónica em 2050, estando em particular estabelecido um conjunto alargado de objetivos que devem ser tidos em conta, com a publicação da Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020 de 14 de agosto de 2020 que aprova o Plano Nacional do Hidrogénio .

O SNG passa assim a incorporar o fornecimento de gases renováveis e de baixo teor de carbono com efeitos sobre as concessões atuais que agora os incluem de forma explícita nos respetivos contratos, passando a cobrir, quer esses gases no seu estado puro, quer quando misturados com gás natural.

Quanto à regulamentação necessária, entende-se que o tratamento deverá ser alinhado com o que já está estabelecido para o GN, que aliás no geral é seguido pelas propostas. De facto, são aplicáveis os princípios estabelecidos na Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Julho de 2009 (alterada pela Diretiva 2019/692, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2019), que prevê a veiculação de outros gases ao referir que *“As regras estabelecidas na presente diretiva para o gás natural, incluindo o gás natural liquefeito (GNL), são igualmente aplicáveis, de forma não discriminatória, ao biogás e ao gás proveniente da biomassa ou a outros tipos de gás, na medida em que esses gases possam ser, do ponto de vista técnico e da segurança, injetados e transportados na rede de gás natural.”*

Ainda de acordo com Decreto Lei 62/2020, de 28 de agosto, os operadores da rede nacional de transporte, infraestruturas de armazenamento e terminais de GNL e da rede nacional de distribuição ficam agora responsáveis por desenvolver as suas concessões e os investimentos necessários para permitir a crescente incorporação de gases de origem renovável, em linha com as necessidades do mercado e do definido nas medidas de política energética e ambiental, em particular no que concerne ao combate às alterações climáticas.

Para a correta implementação destas modificações, entende-se que a integração da produção de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono no SNG implica uma discussão mais abrangente sobre o futuro modelo de mercado, as condições de concorrência e preço a considerar, a par das potenciais restrições de injeção desses gases na rede pública de gás. Assim, entende-se que seria positivo prever um regime transitório para injeção total na rede até 2% em volume, para permitir a consolidação do enquadramento legal e regulamentar em função da experiência, entretanto adquirida, por se considerar não haver suficiente experiência sobre as soluções tecnológicas a implementar e o mercado destes gases. Estes processos, serem novos, requerem em nossa opinião uma ampla discussão para evitar erros que comprometam futuras soluções para acomodar de forma harmonizada a produção nacional de gases renováveis e de baixo teor de carbono na RPG.

### 3 COMENTÁRIOS À REVISÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO

Como principais temas em consulta com implicações no Regulamento Tarifário sobre os quais a REN entende ser oportuno pronunciar-se, destacam-se:

- O tratamento tarifário para a injeção na rede pública de gases renováveis ou de baixo teor de carbono
- Os planos de promoção de injeção de outros gases nas infraestruturas
- Revisão do mecanismo de diferimento intertemporal de desvios da procura
- Introdução de um mecanismo intertemporal do reconhecimento tarifário das receitas resultantes da aplicação dos prémios de leilão de capacidade das infraestruturas
- Reformulação das regras relativas à aplicação do tipo de desconto nos produtos de capacidade interruptível
- Regras referentes ao transporte de GNL em cisterna
- Recuperação de proveitos indevidamente recebidos
- Custos com alterações das instalações de utilização dos clientes no momento da sua ligação à rede de gás natural.

#### 3.1 TRATAMENTO TARIFÁRIO PARA A INJEÇÃO NA REDE PÚBLICA DE GASES RENOVÁVEIS OU DE BAIXO TEOR DE CARBONO

A ERSE apresenta na proposta de reformulação do Regulamento Tarifário, atualmente em consulta pública, uma proposta sobre o tratamento tarifário para injeção na rede pública de gases renováveis ou de baixo teor de carbono.

A proposta apresentada está alicerçada nas disposições do Decreto-Lei nº 62/2020 (artigo n.º 73 Apoios à Produção, e artigo n.º 109 - Princípios aplicáveis ao cálculo e à fixação das tarifas ), relativamente aos princípios de definição das tarifas, ausência de subsidiação cruzadas entre utilizadores, a transmissão dos sinais económicos adequados a uma utilização eficiente das redes e a necessidade de conformidade com as regras do mercado interno, mas também no Regulamento (UE) 2017/460 da Comissão, de 16 de março, que estabelece um código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte

de gás e não prevê a possibilidade de definir descontos específicos na aplicação das tarifas de transporte à injeção de gases renováveis ou de baixo teor de carbono.

A ERSE conclui ainda, que o espírito da Lei prevê que os gases renováveis ou de baixo teor de carbono devem ter uma equiparação ao gás natural em termos económicos o que se considera alinhado com as Diretivas e Regulamentação Europeias para o gás natural e outros gases na rede de gás natural como referido no enquadramento deste documento. Assim, a ERSE considera que apesar da incorporação de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono ser fundamental para a descarbonização do setor do gás, o tratamento tarifário para a injeção desses gases deve ser não-discriminatório quando comparado com os outros utilizadores da rede, a que se deve acrescentar igualmente a atividade de transporte e distribuição desses gases puros ou em mistura com o GN.

Atualmente a metodologia tarifária aplicada pela ERSE na rede de transporte corresponde ao modelo entrada-saída, no qual se aplica uma tarifa no ponto de entrada para a rede de transporte e uma tarifa no ponto de saída da rede de transporte. As variáveis de faturação da tarifa de uso da rede de transporte são a capacidade contratada, nos três pontos de interface entre a rede de transporte e as infraestruturas de Alta Pressão (AP), e a capacidade utilizada, nos restantes pontos de interface da rede de transporte.

Desde o ano gás 2019-2020 a ERSE aplica uma metodologia modificada da distância ponderada pela capacidade. Essa metodologia utiliza como informação os proveitos permitidos do operador da rede de transporte, a procura prevista por ponto de interface da rede, a utilização histórica da capacidade nos vários pontos e a distância entre os diferentes pontos da rede. Considera a ERSE não ser possível determinar com antecedência as duas últimas variáveis para novos pontos da rede, pelo que estabelece como necessário implementar regras transitórias que permitam aplicar as tarifas de transporte a partir do momento de funcionamento dos novos pontos de injeção, que sejam não-discriminatórias e aderentes à estrutura de custos da rede de transporte.

Acresce que na ausência de mais informação disponível para orientar a tomada de decisão, a ERSE não considera pertinente definir já opções tarifárias específicas, tais como as tarifas flexíveis que estão disponíveis em alguns pontos de saída da rede de transporte.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

- Prever a injeção de gases renováveis ou de baixo teor de carbono como ponto de entrada na rede de transporte de gás natural, com aplicação de um preço de entrada da tarifa de uso da rede de transporte.



- Definir como variável única de faturação a capacidade utilizada na injeção, uma vez que não se pretende aplicar um regime de reserva de capacidade à injeção destes gases.
- Tratar estes pontos, transitoriamente, como sendo equiparados ao ponto de entrada a partir do armazenamento subterrâneo, sem a aplicação do desconto de 100% aplicável ao armazenamento subterrâneo. A equiparação ao armazenamento assenta no racional de que os pontos de injeção de gases renováveis ou de baixo teor de carbono serão tendencialmente pontos situados mais próximos dos pontos de consumo, tal como acontece com o armazenamento subterrâneo, que ocupa uma posição mais central da rede.
- Adicionalmente, sempre que a injeção de gases de origem renovável ou gases de baixo teor de carbono ocorre na rede de distribuição, e atendendo a que o modelo tarifário vigente não segue o modelo de entrada-saída, esse ponto de injeção deve ser considerado como um ponto de entrada da rede de distribuição, não ficando sujeito ao pagamento de uma tarifa de uso da rede de distribuição.

### Comentários REN

A REN concorda com a simplificação tarifária proposta pela ERSE de aplicação de um preço de entrada a uma única variável de faturação de capacidade, aliás já refletida para as interligações no código de tarifas, embora sem regime de reserva de capacidade, o que se entende para um período em que as capacidades em jogo serão ainda pouco significativas para poderem afetar a capacidade global.

Em nossa opinião, se a questão tarifária pode ser resolvida da forma proposta, já a atribuição de capacidade de injeção na rede pública, seja na alta-pressão seja na média e baixa pressão, deverá estar dependente de um regime de atribuição a considerar no âmbito do RARII e que deverá ser objeto de legislação específica que densifique o regime de apoio à produção estabelecido no artigo 73º do Decreto Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que se considera essencial regulamentar.

Sobre o regime de acesso remete-se para os nossos comentários relativos ao RARII em particular para garantir a perfeita compatibilização do uso de capacidade coordenada de todos os pontos de injeção de gases renováveis ou de baixo teor de carbono na RPG com relevância para o hidrogénio, sob pena de a rede não poder ser gerida e a capacidade de integração destes gases ser prejudicada. A possibilidade de ligação só pode ser garantida nos locais onde a qualidade de gás injetado seja compatível com a qualidade

do gás veiculado na rede a que se pretenda ligar o produtor até à sua entrega aos clientes finais dessa rede.

Considera-se essencial, no caso de haver ajudas à produção, prever um processo competitivo com explicitação de preço capacidade e prazo para a atribuição da capacidade de injeção dos referidos gases renováveis de modo a garantir a compatibilização dos diversos contributos.

Nesta proposta a ERSE diferencia o tratamento tarifário para injeção na rede pública consoante este ocorra na rede de transporte ou na rede de distribuição. Se essa injeção ocorrer na rede de transporte paga um preço de entrada da tarifa de uso da rede de transporte, mas se ocorrer na rede de distribuição não fica sujeita ao pagamento de uma tarifa de uso da rede de distribuição, apesar de ser um ponto de entrada da rede.

No entender da REN esta opção da ERSE afigura-se discriminatória e vai contra os princípios já elencados sobre a ausência de subsidiasões cruzadas entre utilizadores e a transmissão dos sinais económicos adequados a uma utilização eficiente das redes.

Entendemos que, para que os princípios tarifários sejam garantidos, o regime tarifário a aplicar aos gases de origem renovável independentemente da sua natureza, deverá acompanhar, de forma coerente, o regime de mercado que vier a ser definido sem prejuízo da sua competitividade relativa.

Assim, entende-se que desejavelmente a produção de gases renováveis deverá ser considerada entregue no VTP e posteriormente fornecida aos diversos pontos de consumo desde o VTP até à saída à semelhança do que se passa com o GN. Com esta medida, será possível competir em mercado (MIBGAS pólo português) com o gás produzido no SNG ou concluir entregas através de contratos bilaterais. Para que tal seja possível, considera-se que seria recomendável que o custo de acesso até ao VTP fosse semelhante para todos os pontos de injeção de produção para mitigar distorções de preço.

Esta solução tem um paralelo no setor elétrico em que a energia embebida na rede de distribuição vai a mercado (MIBEL) e volta a ser entregue para consumo, independentemente do local onde este ocorra. Neste contexto, é formalmente possível que geração elétrica de uma determinada sub-rede seja remetida através da rede de transporte para outra subestação para ser consumida, ou ser consumida localmente.

Usando ainda o setor elétrico como exemplo, também neste caso os produtores pagam uma tarifa de entrada que é igual em toda a rede, independentemente do regime de tensão, permitindo ter um

referencial comum para o preço de energia quando vão a mercado ou quando esta é adquirida para uso final.

Deve referir-se que no caso da rede de distribuição, sendo o seu custo de toda a rede cobrado à saída, a não cobrança do custo de entrada ao produtor, como proposto, conduzirá a uma subsidiação dos consumidores desse gás pelos que a ele não têm acesso.

Pelo exposto, considera-se que para que o mercado de gás funcione no futuro de forma ampla e transparente, é essencial desde já que o preço de entrada na RPG da produção de gás seja o mesmo, independentemente do seu regime de pressão, para permitir um sistema flexível e de mercado para a colocação desta energia no VTP e assim ser usada por todos os agentes de mercado em qualquer ponto da RPG. O custo efetivo de cada rede seria posteriormente recuperado em função dos valores faturados pelos respetivos operadores como custo de entrada aos produtores.

Nestas condições, as quantidades produzidas podem ser trocadas em mercado diretamente já que o diferencial de preço para o gás natural será neutralizado no âmbito das ajudas à produção.

A não consideração deste princípio conduzirá a uma diferença de preço entre o gás injetado na rede de distribuição e o injetado na rede de transporte que conduzirá a uma distorção no preço de mercado e a uma subsidiação pelos consumidores da rede de distribuição do gás injetado na RPG ao pagarem na sua tarifa de saída os custos de entrada dos produtores. Esta situação será tanto mais agravada quanto maiores forem as quantidades a injetar e vierem a ser determinantes, considerando os valores estabelecidos na legislação para o futuro.

Entendemos que a complexidade deste tema merece uma reflexão aprofundada para se poder construir um mercado competitivo de gases renováveis e de baixo teor de carbono a produzir em Portugal.

### **3.2 PLANOS DE PROMOÇÃO DA INJEÇÃO DE OUTROS GASES NA INFRAESTRUTURA**

O artigo 114.<sup>o</sup> do Decreto-Lei n.<sup>o</sup> 62/2020, prevê que o Regulamento Tarifário possa estabelecer a implementação de planos de promoção da injeção de outros gases na infraestrutura.

Ainda de acordo com o referido Decreto-Lei, a alínea e) do n.<sup>o</sup> 2 do artigo 17.<sup>o</sup> considera como obrigações de serviço público das concessionárias, entre outras, a promoção da eficiência energética e a descarbonização do SNG, sendo que nos termos da alínea f) do artigo 105.<sup>o</sup> é objetivo de regulação da

ERSE a garantia de que os operadores das redes do SNG recebem os incentivos adequados para um contributo efetivo para a descarbonização do setor, nomeadamente através da introdução de outros gases.

Em diversos estudos a nível europeu as entidades reguladoras identificaram a necessidade de investimentos específicos na rede, que possibilitem a desejada integração dos gases renováveis e de baixo teor de carbono, independentemente das características do gás que permita a sua mistura na rede.

Neste contexto, a ERSE propõe que o RT contemple a possibilidade de os operadores das redes apresentarem projetos de promoção da injeção de outros gases na infraestrutura. As propostas a apresentar pelos operadores das redes devem conter informação que permita identificar barreiras relativas ao acesso à infraestrutura e identificar custos e benefícios dos projetos, incluindo externalidades, nomeadamente ambientais. Compete à ERSE avaliar e divulgar esses projetos, por todos os interessados, incluindo os consumidores. A avaliação dos projetos será realizada caso a caso, sendo permitido à ERSE a promoção de debate e análises de “benchmarking”.

As tarifas de gás poderão suportar custos referentes à implementação de projetos-piloto inovadores, por parte dos operadores das redes de transporte e de distribuição, desde que os mesmos sejam aprovados pela ERSE. A recuperação dos custos será reconhecida nos proveitos permitidos das atividades de transporte e de distribuição de gás, fora do âmbito das metas de eficiência aplicadas aos custos operacionais.

Neste sentido, foi criada ao nível dos proveitos da atividade de transporte de gás do operador da Rede de Transporte, uma parcela que permite acomodar os custos com a implementação de projetos piloto considerados relevantes para a ERSE, assim como outros custos que, pela sua natureza, possam não ser sujeitos a metas de eficiência. Ao nível da atividade de distribuição de gás, essa parcela já estava contemplada no articulado do Regulamento Tarifário.

### Comentários REN

A REN está empenhada em contribuir para a descarbonização do SNG, em linha com as necessidades do mercado e no cumprimento das metas de política energética e ambiental plasmadas no Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050.

A possibilidade dos operadores de rede de transporte e de distribuição apresentarem à ERSE projetos de promoção da injeção de outros gases na infraestrutura e dos custos de implementação desses projetos inovadores, após aprovação pela ERSE, serem suportados pelas tarifas de gás transmite os sinais económicos corretos na prossecução das metas relativas à descarbonização do setor.

Como já referido, em diversos estudos a nível europeu as entidades reguladoras reconhecem a necessidade de investimentos específicos na rede que possibilitem a desejada integração dos gases renováveis e de baixo teor de carbono. A REN concorda com esta posição, relevando a importância de projetos-piloto nesta área que permitam potenciar o desenvolvimento de soluções de descarbonização e um maior conhecimento técnico dos desafios decorrentes da integração daqueles gases, nomeadamente a percentagem de injeção comportável pelas redes, o seu efeito nos diferentes componentes das redes e o rendimento/eficiência das diferentes soluções.

Relativamente ao articulado proposto, na alínea c) do nº2 do artigo 120º-A a ERSE refere “Identificação clara e detalhada, com base em critérios objetivos, dos custos e dos benefícios esperados do projeto.”. Sugere-se a identificação destes critérios, bem como as metodologias de avaliação dos projetos, em subregulamentação específica.

Seria igualmente relevante a criação de um programa anual de candidaturas e consideração de um montante para promoção de iniciativas e projetos-piloto na vertente da injeção de outros gases na infraestrutura, em possível parceria com os operadores da rede, o setor privado, a Academia, ou outras organizações que procurem contribuir para o desenvolvimento tecnológico de soluções para a transição energética e descarbonização do setor.

### **3.3 REVISÃO DO MECANISMO DE DIFERIMENTO INTERTEMPORAL DOS DESVIOS DE PROVEITOS ASSOCIADOS À PROCURA**

O mecanismo intertemporal dos desvios de proveitos associados à procura permite atenuar variações significativas derivadas da alteração das tarifas de uso da rede de transporte originadas pela volatilidade da procura. O mecanismo tem um parâmetro definido no início de cada período regulatório que sempre que seja ultrapassado esse valor, os ajustamentos são diferidos e devolvidos nos três anos seguintes.

Até ao momento eram considerados os valores dos desvios de  $s-1$  no diferimento intertemporal, independentemente de estar ou não a ser considerado o ajustamento provisório nos proveitos da atividade de transporte de gás.

A ERSE propõe:

- Calcular a componente do desvio de proveitos associado à procura de gás ocorrida no ano  $s-2$ , que integra a formulação do mecanismo de diferimento, de acordo com a aplicação, ou não, do ajustamento de  $s-1$  nos proveitos da atividade de Transporte de gás no ano gás  $t-1$ .
- Calcular a componente do desvio de proveitos associado à procura de gás estimada no ano  $s-1$ , que integra a formulação do mecanismo de diferimento, de acordo com a aplicação, ou não, do ajustamento de  $s-1$  nos proveitos da atividade de Transporte de gás no ano gás  $t-1$ .

#### Comentários REN

A proposta apresentada considera que o desvio de proveitos associado à procura de gás estimada no ano  $s-1$  apenas será considerado no mecanismo de diferimento se tiver sido considerado nos proveitos da atividade de Transporte de gás no ano gás  $t-1$ . Proposta com a qual a REN concorda uma vez que a informação considerada para o mecanismo passa a estar coerente com a informação considerada no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás.

### **3.4 ALTERAÇÕES NOS PREÇOS DE RESERVA A APLICAR AOS PRODUTOS DE CAPACIDADE INTERRUPTÍVEL PARA USO DA REDE DE TRANSPORTE**

Até ao presente estão previstos, no Regulamento Tarifário, descontos prévios e posteriores a aplicar à capacidade interruptível nas interligações internacionais. O desconto posterior é aplicado no caso de ocorrência de interrupção de serviço consistindo numa compensação posterior paga por cada dia em que ocorreu uma interrupção, igual a três vezes o preço de reserva para os produtos de capacidade firme normalizados diários. No caso do desconto prévio ele é possível sempre que tenha ocorrido uma interrupção por congestionamento no ano anterior e o desconto depende de um fator de desconto e de uma probabilidade de interrupção, ambos a definir pela ERSE.

A presente proposta pretende generalizar a definição dos descontos prévio e posterior para os vários pontos de interface com a rede de transporte, designadamente para o VIP Ibérico, o Terminal de GNL e o Armazenamento Subterrâneo. Embora o Código de Rede de Tarifas apenas defina os descontos prévio e posterior a aplicar nos pontos de interligação, a ERSE – em virtude de comentários feitos pela REN<sup>1</sup> - considera benéfico ter uma formulação comum para calcular estes descontos, garantindo uma maior comparabilidade entre diferentes pontos da rede de transporte.

A ERSE propõe:

- incluir uma regra que permita definir, anualmente, no âmbito do processo tarifário qual o desconto (prévio ou posterior) a aplicar aos produtos de capacidade interruptível;
- que o desconto prévio deixe de estar condicionado à ocorrência prévia de um congestionamento na rede de transporte;
- definir os descontos prévio e posterior para os vários pontos de interface com a rede de transporte a repercutir na tarifa Uso da Rede de Transporte e na tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

### Comentários

A REN considera adequada a generalização da regra de determinação do desconto a aplicar sobre produtos de capacidade interruptível a todos os pontos relevantes onde essa capacidade seja oferecida. A regra deve possibilitar a adequabilidade do tipo de desconto às características específicas da oferta da referida capacidade em função da natureza dos produtos, distinguindo os horizontes temporais da oferta e tendo em conta as condições em que é gerada. Nesse sentido propõe-se que seja prevista a aplicação de descontos prévios mesmo em pontos sem história de interrupções, considerando a possibilidade de evolução da metodologia aplicada ao cálculo da probabilidade de interrupção.

Para horizontes mais largos (produtos de maturidade mensal, trimestral ou anual), a existirem futuramente produtos de capacidade interruptível a comercializar pelos operadores das redes interligadas, o desconto a aplicar deverá ter em conta o custo para o sistema da aplicação de um modelo de descontos a posteriori, conforme o modelo previsto no Código de Rede de Tarifas, dada a diferença de

---

<sup>1</sup> Consulta Pública ERSE n.º 66 «Implementação do Código de Rede relativo a Estruturas Tarifárias harmonizadas para o Transporte de Gás Natural»

preços para os produtos de maior prazo face a produtos diários e o maior risco de interrupção associado a esses produtos.

A REN considera que nestes casos a adoção de um modelo de desconto prévio poderá ser economicamente mais indicado.

Ponto	Redação RT	Proposta de Redação
<b>Artigo 130º</b>	<p>6 - Sempre que no ano gás anterior não tenha ocorrido nos pontos de interligação uma interrupção de capacidade devido a congestionamento físico, os preços de reserva dos produtos de capacidade interruptível normalizados são iguais aos preços de reserva dos produtos de capacidade firme normalizados no mesmo horizonte, aplicando-se um desconto posterior no caso de ocorrer uma interrupção.</p> <p>7 - O desconto posterior consiste numa compensação posterior paga por cada dia em que ocorreu uma interrupção, igual a três vezes o preço de reserva para os produtos de capacidade firme normalizados diários.</p> <p>8 - Sempre que no ano gás anterior tenha ocorrido nos pontos de interligação uma interrupção de capacidade devido a congestionamento físico, os preços de reserva dos produtos de capacidade interruptível normalizados resultam da aplicação de um desconto prévio, em percentagem, aos preços de reserva dos produtos de capacidade firme normalizados no mesmo horizonte, de acordo com a seguinte fórmula:</p> $Desconto_{previo}^{interrup} = Pro \times A \times 100\% \quad (170)$	<p>Pontos a eliminar. Encontram-se repetidos no novo artigo.º 130-A.</p>
<b>Artigo 125º A</b>	<p>2- ...</p> $Desconto_{previo} = Pro \times A \times 100\%$	<p>2- ...</p> $Desconto_{previo} = Pro \times A$
<b>e</b>	<p>....</p> <p>Pro - Probabilidade de interrupção a fixar pela ERSE após proposta do Operador da Rede de Transporte</p>	<p>....</p> <p>Pro - Probabilidade de interrupção a fixar pela ERSE após proposta do Operador da Rede de Transporte expressa como um valor entre 0 e 1</p>
<b>130º A</b>		



### 3.5 TARIFAS DE TRANSPORTE E PRÉMIOS DE LEILÃO

No ano gás 2020-2021, houve um aumento da procura no produto de capacidade do serviço de regaseificação. De acordo com o Procedimento n.º 4<sup>2</sup> “Mecanismo de atribuição de capacidade nos pontos de interligação da RNTGN ao terminal de GNL e ao armazenamento subterrâneo” do MPAI, no caso de inviabilidade de um processo de atribuição de capacidade na RNTGN nos termos deste procedimento, a atribuição aos diferentes agentes de mercado decorre através da organização de leilões ou outros mecanismos objetivos transparentes e não discriminatórios, cujo funcionamento obedece aos princípios gerais estabelecidos no Procedimento n.º 7 “Mecanismo de resolução de congestionamentos na RNTGN”.

Com a elevada procura registada no processo de atribuição anual, houve lugar à realização de um leilão - o qual decorreu de acordo com as regras para a atribuição de DUC em caso de congestionamento<sup>3</sup> - no qual resultou um elevado prémio na capacidade oferecida no ponto de interface Terminal-Rede.

A ERSE propõe a criação de um mecanismo de diferimento intertemporal da reversão para as tarifas das receitas resultantes da aplicação de prémios de leilões de capacidade, nas infraestruturas onde possam ocorrer situações em que o montante recebido seja de tal forma elevado que possa por em causa a estabilidade tarifária dessas atividades.

O número de anos de diferimento da reversão para a tarifa do prémio de leilões será um parâmetro a definir pela ERSE. Este mecanismo terá subjacente o pagamento de juros calculados ao custo de financiamento do operador da respetiva infraestrutura. A aplicação deste mecanismo será ao nível das infraestruturas que integram pontos de rede sujeitos a processos de atribuição de capacidade: Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, Armazenamento Subterrâneo de gás e Transporte de gás

#### Comentários REN

A estabilidade tarifária é um princípio que deverá estar subjacente ao cálculo anual das tarifas. Na regulação atual já se encontram previstos outros mecanismos que concorrem para o mesmo fim: (i) o mecanismo de atenuação de desvios tarifários que se aplica às atividades de Receção, armazenamento e

---

<sup>2</sup> O Procedimento n.º 4 define as regras de atribuição de direitos de utilização de capacidade (DUC) nas interfaces com a rede de transporte.

<sup>3</sup> Regras aprovadas pela ERSE em documentos complementares.

regaseificação de GNL e de Armazenamento subterrâneo e (ii) o mecanismo de diferimento temporal dos desvios de proveitos associados à procura de gás que se aplica à atividade de transporte.

Em sequência do ocorrido com o último leilão de capacidade e respetivo prémio de capacidade que daí resultou, a REN concorda com a pertinência da introdução do mecanismo de diferimento intertemporal da reversão para as tarifas das receitas provenientes de prémios de leilão de atribuição de capacidade, que permitirá estabilizar as tarifas nas infraestruturas onde tal ocorre evitando quebras abruptas no tarifário que poderiam mesmo implicar a aplicação de tarifas negativas e gerar problemas concorrenciais.

Nos desvios tarifários (positivos ou negativos) a ERSE aplica a Euribor adicionada de um spread que pretende refletir o custo marginal de financiamento, enquanto que para este mecanismo propõe utilizar o custo médio da dívida das empresas, o qual inclui encargos de financiamento do passado.

A REN considera, que a taxa de juro a aplicar deverá ser a EURIBOR a doze meses, acrescida de um spread à semelhança de outros desvios tarifários a reconhecer no curto prazo já previstos no RT.

Relativamente ao articulado proposto para este incentivo, por simplificação, apresentam-se as nossas sugestões apenas para o artigo 79.º, mas que se devem replicar nos artigos 80.º e 84.º com as devidas adaptações.

No n.º 2 do artigo 79.º sugerem-se as seguintes alterações:

- Eliminar a fórmula (2a) que só irá ser utilizada no ponto 2a.
- Adicionar a componente  $\tilde{A}mb_{RAR_s}$  que se encontra nas definições mas não aparece na fórmula.
- Alterar o sinal da componente  $RACi_{RAR_{s-n}}$ . O montante das receitas obtidas é sempre maior ou igual ao montante revertido para as tarifas pelo que da forma como esta componente está definida na fórmula 2C o valor obtido é sempre negativo.

Ponto	Proposta ERSE	Proposta de Redação
Artigo 79.º n.º 2	$\tilde{R}_{RAR_t}^{OT} = \tilde{A}m_{RAR_s} + \tilde{A}ct_{RAR_s} \times \frac{r_{RAR_s}}{100} - \tilde{D}_{RAR_t}^{CAPEX} + \tilde{C}e_{RAR_t} - \tilde{A}ci_{RAR_{s-n}} \times \left(1 + \frac{\tilde{c}_{s-1} + \tilde{c}_{s-2}}{100}\right)$	$\tilde{R}_{RAR_t}^{OT} = \tilde{A}m_{RAR_s} + \tilde{A}ct_{RAR_s} \times \frac{r_{RAR_s}}{100} - \tilde{D}_{RAR_t}^{CAPEX} + \tilde{C}e + \tilde{A}mb_{RAR_s} - \tilde{A}ci_{RAR_s} + RACi_{RAR_{s-n}}$

*Nota: se for aceite a sugestão de alteração do ponto 2c o sinal deve manter-se negativo.*

$$\tilde{R}_{RARp_s}^{OT} = \tilde{A}M_{RAR_s} + \tilde{A}C_{RAR_s} \times \frac{f_{RAR_s}}{100} - \frac{C_{EAPER}}{D_{RAR_s}} + C_{E_{RAR_s}} - R_{ACI_{RAR_s}}$$

(2A)

por simplificação da leitura do articulado sugere-se a eliminação da mesma e ajustar o ponto 2a em conformidade

No n.º 2a do artigo 79.º, é preciso ajustar a definição de  $\tilde{R}_{RARp_s}^{OT}$  tendo em conta a sugestão de eliminação da definição da mesma no ponto 2 do mesmo artigo. A definição de  $\tilde{A}C_{IO_{RAR_s}}$  deve ser alterada, uma vez efetuado o leilão o prémio é um valor conhecido e não estimado.

Ponto	Proposta ERSE	Proposta de Redação
<b>Artigo 79º</b>	...	...
<b>n.º 2A</b>	Em que:	Em que:
	$k_s$ Valor máximo dos proveitos a recuperar, $\tilde{R}_{RARp_s}^{OT}$ , por unidade $\tilde{I}C_{E_{RAR_s}}$ , no ano s	$k_s$ Valor máximo dos proveitos a recuperar, $\tilde{R}_{RARp_s}^{OT}$ , por unidade $\tilde{I}C_{E_{RAR_s}}$ , no ano s
	$\tilde{A}C_{IO_{RAR_s}}$ Proveitos provenientes do prémio de leilões de atribuição de capacidade, previstos ocorrer no ano s	$\tilde{A}C_{IO_{RAR_s}}$ Proveitos provenientes do prémio de leilões de atribuição de capacidade, <del>previstos ocorrer</del> no ano s
	$\tilde{I}C_{E_{RAR_s}}$ Valor previsto para o indutor de custos de exploração da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, do ano s	$\tilde{I}C_{E_{RAR_s}}$ Valor previsto para o indutor de custos de exploração da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, do ano s
	$\tilde{R}_{RARp_s}^{OT}$ Proveitos permitidos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, sem considerarem as receitas com o prémio de leilões de atribuição de capacidade a reverter à tarifa no ano s, previstos para o ano s	$\tilde{R}_{RARp_s}^{OT}$ Proveitos permitidos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL do operador de terminal de GNL, <del>definidos no ponto 2 como <math>\tilde{R}_{RARp_s}^{OT}</math>, excluindo a parcela <math>\tilde{A}C_{IO_{RAR_s}}</math> sem considerarem as receitas com o prémio de leilões de atribuição de capacidade a reverter à tarifa no ano s, previstos para o ano s</del>

No ponto 2b pelo anteriormente exposto a taxa de juro a utilizar deverá ser a Euribor.

Na proposta apresentada pela ERSE o valor anual a reverter às tarifas dos prémios de leilão de capacidade de ano(s) anterior(es) deverá corresponder a uma anuidade acrescida de juros. Salvo melhor opinião, os juros devem ser calculados sobre o saldo do montante ainda não revertido às tarifas e não sobre a anuidade.

Por simplificação de articulado propõe-se:

Ponto	Proposta ERSE	Proposta de Redação
Artigo 79.º n.º 2B	<p>2B- A variável <math>RACi_{RAR_{s-n}}</math> prevista na expressão (2) corresponde ao montante de receitas obtidas através de prémios de leilão não deduzidos aos proveitos desde o ano n, sendo determinada pela seguinte expressão:</p> $RACi_{RAR_{s-n}} = \sum_{h=1}^{n=y} \left[ \frac{ACI_{RAR_{s-n}} - ACIO_{RAR_{s-n}}}{y} \times \prod_{i=1}^n \left( 1 + \frac{i_n}{100} \right)^n \right]$ <p>Em que: ...</p>	<p>2B- A variável <math>RACi_{RAR_{s-n}}</math> prevista na expressão (2) corresponde <del>ao montante de receitas obtidas através de prémios de leilão não deduzidos aos proveitos desde o ano n, sendo determinada pela seguinte expressão:</del> às anuidades dos prémios de leilão de capacidade por reverter nas tarifas e respetivos juros.</p> <p>2C (novo) - O diferimento intertemporal do prémio de leilão de capacidade do ano s é recuperado através de uma anuidade, por um n.º de anos y a definir pela ERSE.</p> <p>2D (novo) - A taxa de juro a aplicar ao saldo por reverter à tarifa corresponde à taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano s-1 acrescida do spread do anos s-1.</p> <p><i>Nota: caso a ERSE opte por manter a fórmula é necessário eliminar o expoente na parcela associada à taxa de juro</i></p>

No n.º 2ª do artigo 84.º onde se lê  $\tilde{R}_{T_s}^{OT}$  deve-se ler  $\tilde{R}_{URT p_s}^{ORT}$ .

### 3.6 TRANSPORTE DE GNL EM CISTERNA

No atual enquadramento, o transporte de GNL em cisterna pode ser feito pelos comercializadores ou pelo comercializador de último recurso grossista (CURg). Este último, na função de gestor logístico das UAG (GL-UAG), pode ainda prestar este serviço a outros comercializadores.

O custo de transporte de GNL por cisterna para entrega nas unidades autónomas de gaseificação pertencentes às redes de distribuição e propriedade de cliente é suportado pelo Operador da Rede de Transporte (ORT) até um valor de custo máximo, definido anualmente pela ERSE. Esse valor é repercutido nos custos que são reconhecidos ao ORT para efeitos do cálculo dos proveitos e da tarifa de uso da rede de transporte. Por sua vez, os comercializadores que transportam GNL por camião cisterna pagam a tarifa de uso da rede de transporte nas suas entregas nas UAG. Este mecanismo de redistribuição equitativa dos custos (perequação) garante o princípio da uniformidade tarifária a todos os consumidores de GN, independentemente de serem abastecidos a partir de uma UAG ou através de uma rede de distribuição.

O aumento dos custos de transporte por cisterna e o amadurecimento do sector levam a ERSE a questionar se as UAG privadas devem fazer parte da perequação uma vez que surgiram alternativas à utilização do gás natural, algumas com vantagens ambientais.

A regulamentação do transporte de GNL por cisterna encontrava-se no RRC- GN e no Manual da Gestão Logística das UAG. Na recente revisão do RRC, a ERSE, optou por retirar este tema do seu âmbito, integrando-o agora no RT.

Atualmente a metodologia e respetivos parâmetros do mecanismo de perequação de custos são aprovados anualmente pela ERSE, no processo tarifário. A ERSE propõe que a metodologia seja fixada previamente mantendo a fixação de parâmetros no processo tarifário. O ORT apresentará proposta de metodologia para o mecanismo de perequação de custos, no prazo de 120 dias após a publicação do regulamento.

### **Comentários da REN**

A fórmula que determina o custo máximo manteve-se inalterada entre 2015 e 2018, não acompanhando a variação de custos do setor, nomeadamente os custos com a revisão do Contrato Coletivo de Trabalho e os custos com investimentos com especial enfoque nas questões de segurança, de forma a reduzir a ocorrência de incidências/acidentes. Em 2019 foi revista para incorporar o aumento dos custos mencionados e em 2020 sofreu novas alterações.

A existência de uma metodologia estável, conhecida *a priori* e que envolva todos os interessados na sua elaboração é acolhida de forma positiva pela REN.

Entende-se que a opção por integração na perequação deve ser sempre assegurada aos consumidores privados por questões de não discriminação. Caso se pretenda acabar com a perequação, ela deverá acabar para todas as UAG e não apenas para as privadas.

A REN alerta para o facto da exclusão das UAG privadas (que representam atualmente quase 50% do total das UAG's) poder levar a um aumento significativo do preço do gás para esses clientes e um prejuízo face a outros que estejam ligados a uma rede local.

### 3.7 RECUPERAÇÃO DE PROVEITOS INDEVIDAMENTE RECEBIDOS

A ERSE propõe incluir o artigo 185.<sup>a</sup> – Recuperação de montantes indevidamente recebidos, que segundo a ERSE podem ser detetadas no âmbito da atividade de fiscalização da ERSE.

#### Comentários REN

A ser aditado, este artigo deve ser recíproco em todo o seu texto. Deste modo propõe-se a seguinte redação:

Ponto	Proposta ERSE	Proposta de Redação
Artigo 185-A <sup>a</sup>	<p>Recuperação de montantes indevidamente recebidos</p> <p>1 - Caso se verifique que entidades reguladas receberam indevidamente proveitos refletidos nas tarifas, devem tais entidades devolver os valores em causa, acrescidos de juros à taxa aplicável.</p> <p>2 - A obrigação prevista no número anterior pode ser determinada pela ERSE em sede tarifária, no prazo de cinco anos a contar da data da emissão da decisão em causa, ou por um período superior, caso este esteja legalmente estabelecido.</p> <p>3 - Os montantes devem ser devolvidos à tarifa, por via de compensação, ou, na sua impossibilidade, através da restituição nos termos determinados pela ERSE.</p>	<p><del>Recuperação de montantes indevidamente</del> Correção a proveitos de anos anteriores</p> <p>1 - Caso <del>se verifique</del> existam correções a proveitos permitidos recebidos ou devolvidos pelas entidades reguladas <del>receberam</del> em anos anteriores, os mesmos <del>devem ser</del> refletidos nas tarifas, <del>devem tais entidades devolver os valores em causa</del>, acrescidos de juros à taxa aplicável.</p> <p>2 - A obrigação prevista no número anterior pode ser determinada pela ERSE em sede tarifária, no prazo de cinco anos a contar da data da emissão da decisão em causa, ou por um período superior, caso este esteja legalmente estabelecido.</p> <p>3 - Os montantes devem ser devolvidos <del>ou recuperados à tarifa</del>, por via de compensação <del>nos proveitos permitidos anuais</del>, ou, na sua impossibilidade, através da restituição nos termos determinados pela ERSE.</p>

### 3.8 CUSTOS COM ALTERAÇÕES DAS INSTALAÇÕES DE UTILIZAÇÃO DOS CLIENTES NO MOMENTO DA SUA LIGAÇÃO À REDE DE GÁS NATURAL

A ERSE coloca em consulta pública e solicita sugestões para o tratamento a dar no futuro próximo ao atual reconhecimento dos custos com alterações das instalações de utilização dos clientes no momento da sua ligação à rede de gás natural, nomeadamente:

- quanto ao modo como a regulação deverá assumir a posição de neutralidade tecnológica entre vetores energéticos neste domínio
- sobre o ritmo que deverá ser imposto á redução dos montantes unitários máximos que atualmente são reconhecidos pela ERSE para os referidos custos.

**Comentário REN**

A REN considera prematuro introduzir qualquer alteração no reconhecimento dos custos desta natureza numa altura em que se está no início de um processo de transição energética e descarbonização com várias variáveis em estudo, nomeadamente quanto à evolução das novas tecnologias e respetivo quadro legal e regulamentar.

Não se encontra justificação para alterações desta natureza a meio de um período regulatório, que terá consequências negativas nos investimentos em curso dos ORDs.

Sugere-se uma análise cuidada do custo benefício das alterações a introduzir e a apresentação de uma proposta durante o processo de auscultação que usualmente ocorre antes de cada período regulatório.

#### 4 COMENTÁRIOS AO ROI E MPGTG

A ERSE apresenta na proposta de reformulação do Regulamento de Operação das Infraestruturas e do Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global, atualmente em consulta pública, várias propostas:

- Adaptação da regulamentação ao novo enquadramento legal do setor dado pelo Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, prevendo nomeadamente a injeção na rede pública de gases renováveis ou de baixo teor de carbono;
- Alteração do regime transitório de implementação das regras de compensação da rede, com vista à concretização plena do código de rede europeu para a compensação das redes de transporte de gás, aprovado pelo Regulamento (UE) n.º 312/2014 da Comissão, considerando as respostas à consulta prévia realizada em 2020 e incorporando no essencial o conjunto de propostas concretas de alteração dos procedimentos do MPGTG produzidas pela REN;
- As regras que estabelecem o regime de devolução das existências dos agentes de mercado na rede nacional de transporte de gás (RNTG) e na extensão do gás de operação, bem como a aquisição do gás de enchimento e de operação pelo GTG.

A REN concorda com a generalidade das propostas apresentadas quanto à sua adequabilidade face às condições de operação esperadas, nomeadamente:

- Ao nível da preparação do sistema para a futura injeção de gases renováveis, com a incorporação da nova figura de produtor de gases renováveis ou de baixo teor de carbono no cálculo dos balanços de gás nas infraestruturas;
- o reforço dos mecanismos de coordenação entre operadores das redes de transporte e distribuição ou das infraestruturas de alta pressão, bem como os mecanismos de monitorização e controlo das injeções de gás pelos produtores, e a introdução de uma função de rastreamento do gás em circulação no sistema, no âmbito das competências de gestão integrada e de coordenação sistémica das infraestruturas;
- a promoção de uma progressiva integração do SNG e do SEN, reforçando a ligação entre consumos de eletricidade e gás com vista ao aumento da eficiência de ambos os sistemas;



- a evolução do modelo de compensação tirando partido da experiência acumulada na aplicação do modelo de compensação implementado em 2016, adequando o referido modelo aos atuais regimes (por vezes extremos) de funcionamento das infraestruturas.

### **Comentários da REN**

#### **Procedimento nº 5 – Serviço de Flexibilidade do Linepack**

O procedimento prevê que anualmente o GTG efetue uma proposta, previamente submetida a uma consulta aos agentes, e sujeita à aprovação da ERSE, a vigorar no ano gás seguinte, que contemple a capacidade a oferecer associada ao serviço de flexibilidade de linepack, o preço correspondente, a percentagem máxima de subscrição por um único agente de mercado, os critérios para a realização de processos adicionais de atribuição em horizontes inferiores ao anual e as datas para a realização dos processos de subscrição.

No entanto, é entender da REN que deve dever ser igualmente explicitado o fim a aplicar ao prémio resultante do processo de subscrição do serviço.

#### **Procedimento nº 10 – Balanços**

A introdução de um mecanismo de ajustamento às existências dos agentes de mercado, no formato proposto, é adequada na medida em que clarifica o procedimento e a forma como incentiva os agentes para a correta gestão de capacidades de armazenamento. No entanto, no caso da insuficiência de contratação de capacidade (capítulo 6), parece ser necessário clarificar o procedimento do GTG:

- Na situação em que exista capacidade disponível, deverá ser prevista regra de resolução de congestionamentos no caso de se verificar ocorrência simultânea por parte de vários agentes (ponto 6.2, alínea a));
- Relativamente à situação em que não exista capacidade disponível, julga-se necessária clarificação das condições em que pode o GTG incorporar as existências em excesso em conta de extensão de gás de operação (ponto 6.2, alínea b)).

Nesse sentido, a REN põe à consideração a seguinte proposta de revisão destas duas alíneas:

Ponto	Proposta ERSE	Proposta de Redação
<b>6.2 Ajustamento às existências por insuficiência de contratação de capacidade</b>	<p>(a) Se, no dia gás em causa, existir capacidade disponível para fins comerciais de armazenamento na infraestrutura, o GTG faz uma atribuição de capacidade diária ao agente de mercado na quantidade necessária para resolver a desconformidade. O agente de mercado pagará a capacidade atribuída por aplicação do preço do produto intradiário de capacidade, multiplicado por um fator de penalização igual a 2 (dois).</p> <p>(b) Se, no dia gás em causa, não existir capacidade disponível para fins comerciais de armazenamento na infraestrutura, o GTG deve, no período mais curto possível, colocar o gás em excesso na rede de transporte e realizar ofertas de venda desse gás no mercado organizado, na forma de ações de compensação. O agente de mercado em incumprimento pagará a capacidade de armazenamento durante o tempo que decorra até à venda das existências no mercado ou até à eliminação da insuficiência de capacidade contratada, por aplicação do preço do produto intradiário de capacidade, multiplicado por um fator de penalização igual a 2 (dois). Quando o GTG realiza a venda das existências excedentárias no mercado, atribui ao agente de mercado um crédito resultante da aplicação do Preço Marginal de Venda aplicado aos desequilíbrios, deduzido dos custos de utilização da infraestrutura para emissão de gás para a rede, no referencial intradiário.</p> <p>No caso da alínea b), o GTG pode incorporar o gás em excesso face aos direitos de capacidade do agente de mercado na conta da Extensão do Gás de Operação, se não prejudicar a operação da infraestrutura e da RNTG, nem provocar alterações na conta da Extensão do Gás de Operação para além dos limites aprovados. Nesta alternativa, o agente de mercado receberá um crédito sobre o gás incorporado pelo GTG, nos termos referidos na alínea b). A utilização das ações de compensação prevalece sobre a incorporação na Extensão do Gás de Operação.</p>	<p>(a) Se, no dia gás em causa, existir capacidade disponível para fins comerciais de armazenamento na infraestrutura, o GTG faz uma atribuição de capacidade diária ao agente de mercado na quantidade necessária para resolver a desconformidade. O agente de mercado pagará a capacidade atribuída por aplicação do preço do produto intradiário de capacidade, multiplicado por um fator de penalização igual a 2 (dois). <i>Em caso de ocorrência simultânea com vários agentes de mercado com limitação da capacidade disponível, o GTG aplicará, na atribuição da capacidade disponível, uma regra de rateio proporcional às existências de cada agente.</i></p> <p>(b) Se, no <i>final do</i> dia gás em causa, <i>se verifique</i> não existir capacidade disponível para fins comerciais de armazenamento na infraestrutura, o GTG deve, no período mais curto possível, colocar o gás em excesso na rede de transporte e realizar ofertas de venda desse gás no mercado organizado, na forma de ações de compensação. <i>As quantidades remanescentes deste processo serão incorporadas em conta de extensão do gás de operação até que todo o excedente seja vendido na mesma forma nos dias seguintes, até que permita respeitar os limites estabelecidos para esta conta de gás.</i> O agente de mercado em incumprimento pagará a capacidade de armazenamento durante o tempo que decorra até à venda das existências no mercado ou até à eliminação da insuficiência de capacidade contratada, por aplicação do preço do produto intradiário de capacidade, multiplicado por um fator de penalização igual a 2 (dois). Quando o GTG realiza a venda das existências excedentárias no mercado, atribui ao agente de mercado um crédito resultante da aplicação do Preço Marginal de Venda aplicado aos desequilíbrios, deduzido dos custos de utilização da infraestrutura para emissão de gás para a rede, no referencial intradiário.</p> <p>No caso da alínea b), <del>o GTG pode incorporar o gás em excesso face aos direitos de capacidade do agente de mercado na conta da Extensão do Gás de Operação, se não prejudicar a operação da infraestrutura e da RNTG, nem provocar alterações na conta da Extensão do Gás de Operação para além dos limites aprovados. Nesta alternativa, o agente de mercado receberá um crédito sobre o gás incorporado pelo GTG, nos termos referidos na alínea b). A utilização das ações de compensação prevalece sobre a incorporação na Extensão do Gás de Operação.</del></p>

Ainda no mesmo Procedimento n.º 10, o ponto 6.2, “Ajustamento às existências por insuficiência de contratação de capacidade”, refere como o GTG deve proceder quando as existências de um agente de mercado no terminal de GNL ou no armazenamento subterrâneo forem superiores ao valor dos seus

direitos de utilização de capacidade nessa infraestrutura, em situações em que ainda há capacidade disponível para fins comerciais ou quando não há. Em qualquer um dos casos, o agente de mercado pagará a capacidade de armazenamento ao preço do produto intradiário multiplicado por um fator de penalização igual a 2 (dois).

Neste momento, não existe tarifa para o produto intradiário para a capacidade de armazenamento do AS e do TGNL, pelo que esta “penalização” a aplicar aos agentes de mercado não pode ser aplicada. Consideramos necessária a atenção a este ponto, nomeadamente quanto à determinação de tarifas intradiárias para estes casos.

Relativamente ao articulado proposto para este incentivo, sugere-se a seguinte revisão:

Ponto	Proposta ERSE	Proposta de Redação
<b>3.2 Utilização do Serviço de Flexibilidade do Linepack</b>	(...) e que determina uma das parcelas da fórmula de apuramento dos desequilíbrios diários iniciais e finais, conforme estabelecido no Procedimento n.º 13 (...)	(...) e que determina uma das parcelas da fórmula de apuramento dos desequilíbrios diários <del>iniciais e finais</del> , conforme estabelecido no Procedimento n.º 13 (...)

## 5 COMENTÁRIOS AO RARII

O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, veio possibilitar a produtores de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono a injeção do gás na rede pública de gás e nesse seguimento foi introduzido o conceito de produtor na proposta do RARII. Sendo esta uma nova figura a relacionar-se com o ORT passará a ter de celebrar um contrato de uso de infraestruturas que deverá conter condições técnicas de injeção de gás na rede, quanto à sua qualidade, pressão e outros parâmetros da injeção, ou quanto ao nível permitido de injeção na rede, para cada produtor e para cada local de ligação. No âmbito dos contratos de uso foram ainda adicionados os aspetos relacionados com a cessação do contrato.

Conforme referido na presente resposta à consulta, a REN considera que os mecanismos associados à atribuição de capacidade de ligação de produtores de gases renováveis ou de baixo teor de carbono às redes, por não estarem ainda definidos ou discutidos amplamente os critérios dessa atribuição e consequentemente os limites do exercício do direito à utilização dessa capacidade, as medidas previstas e associadas a esta questão terão de ser ponderadas para um momento em que seja possível estabelecer as regras de atribuição com mais assertividade.

Em concordância com o código de rede europeu de atribuição de capacidade, destaca-se a inclusão da oferta da capacidade suplementar nas interligações internacionais e a oferta de capacidade para esses pontos para os 5 anos seguintes.

Nesta proposta, destaca-se igualmente a inclusão de um artigo referente à suspensão dos contratos de usos das infraestruturas, onde são identificadas as condições para a sua suspensão e como esta se deve processar, assim como são introduzidas clarificações relativas ao processo de atribuição de capacidade, nomeadamente em relação à atribuição coordenada da capacidade nos pontos de interligação da RNTG.

Sobre estes e outros aspetos introduzidos na presente proposta de redação do RARII, a REN apresenta os seguintes comentários:

## **Comentários da REN**

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

Foi introduzido um novo artigo relativo à suspensão do contrato de uso das infraestruturas, definindo as condições em que essa suspensão deve ocorrer e os prazos envolvidos. O artigo prevê que o ORT e os ORD se informem mutuamente no momento de suspensão do contrato de uso de um agente de mercado.

Tendo em conta o objetivo de promover a transparência e clareza das atividades e relacionamentos entre partes no setor, a REN sugere que a obrigatoriedade de comunicação de situações de suspensão dos contratos de uso das infraestruturas dos agentes de mercado abranja, consoante o caso, outras entidades intervenientes. Incluem-se aqui a própria ERSE e o Gestor Integrado de Garantias, e, em matéria de razão também o OLMC, Operadores dos Mercados Organizados, Operadores da Rede de Distribuição e Gestor Logístico das UAG, na medida em que este evento possa ter impacto na atividade destas entidades.

Sugere-se ainda que este ponto de comunicação às entidades seja incluído no artigo 12.º referente à Cessação dos Contratos de Uso das Infraestruturas.

No mesmo artigo, a ERSE propõe no ponto 5 um pré-aviso mínimo de 8 dias ao agente de mercado em caso de se verificarem as condições para suspensão. Este período não se afigura compatível com a antecedência mínima proposta na Diretiva sobre a Gestão de Riscos e Garantias no SEN e no SNG com que os operadores de rede têm de avisar os agentes de mercado quando estes não regularizam a sua posição financeira, que naquele é de 3 dias. A proposta no presente artigo inviabilizaria assim a aplicação do pretendido na Diretiva, i.e. de uma ação célere por parte do operador para evitar riscos financeiros maiores para o SNG. Sugere-se a harmonização de ambos os períodos.

Por outro lado, o ponto 8 deste artigo refere que os prazos podem ser adaptados, mas não é claro se essa adaptação considera a possibilidade de encurtamento do prazo, o que seria em prejuízo dos agentes.

### **Artigo 17.º – Informação para efeitos do acesso às infraestruturas**

No respeitante às informações a disponibilizar pelos operadores das redes aos agentes de mercado para efeitos de acesso às redes, a ERSE tem em conta o efeito de entrada do “produtor” na cadeia de valor, obrigando deste modo ao operador da rede à disponibilização de “valores máximos de capacidade de injeção de outros gases, por zona de rede” (nova alínea g). Entendemos que o mecanismo de determinação de capacidades de injeção disponíveis nos pontos de ligação, vistos numa lógica de sistema

rede e distribuição, carece ainda de aprofundamento e reflexão (ver comentários REN ao Regulamento Tarifário), pelo que se nos parece prematuro a sua consideração em sede de Regulamento. Esta medida, cujo objetivo se entende baseado numa lógica de atribuição condicionada de limites de capacidade de gases renováveis e de baixo teor de carbono que as redes no seu conjunto podem admitir em cada momento, deverá ser primeiramente, no entender da REN, alvo de estudo atendendo à dificuldade atual de validação de um modelo eficaz e seguro.

### Artigo 18.º – Pontos Relevantes da RPG

Releva-se a clarificação que é agora feita sobre a classificação de pontos relevantes relativamente a pontos de ligação a clientes AP e a introdução dos futuros pontos de ligação a produtores ligados na RNTG. Da mesma forma, justificado pela necessidade de gestão de capacidades e de controlo dos fluxos de gases no sistema, afigura-se necessário incluir igualmente nesta lista todos os pontos de ligação a produtores ligados na RNDG. Nesse sentido apresenta-se a seguinte proposta.

Ponto	Proposta ERSE	Proposta de Redação
<b>Artigo 18.º</b>	2 - A lista dos pontos relevantes da RPG deve incluir pelo menos:	2 - A lista dos pontos relevantes da RPG deve incluir pelo menos:
<b>Pontos Relevantes da RPG</b>	a) Os pontos de entrada na RNTG, nomeadamente as interligações e as ligações com os terminais de GNL. b) O ponto virtual de interligação. c) Os pontos de ligação às instalações de armazenamento subterrâneo de gás. d) Os pontos de ligação da RNTG com a RNDG. e) Todos os pontos de ligação a clientes AP. f) Todos os pontos de ligação a produtores ligados na RNTG. g) Os pontos de ligação entre as UAG e as respetivas redes de distribuição local. h) Os pontos essenciais, considerando-se para tal todos os pontos que, com base na experiência, possam registar congestionamento físico.	a) Os pontos de entrada na RNTG, nomeadamente as interligações e as ligações com os terminais de GNL. b) O ponto virtual de interligação. c) Os pontos de ligação às instalações de armazenamento subterrâneo de gás. d) Os pontos de ligação da RNTG com a RNDG. e) Todos os pontos de ligação a clientes AP. f) Todos os pontos de ligação a produtores ligados na RNTG. f1) Todos os pontos de ligação a produtores ligados na RNDG. g) Os pontos de ligação entre as UAG e as respetivas redes de distribuição local. h) Os pontos essenciais, considerando-se para tal todos os pontos que, com base na experiência, possam registar congestionamento físico.

### Artigo 28.º – Informação sobre novos projetos de investimento

O informação relativa ao ano anterior, nos termos do RT deve ser auditada e enviada a 15 de outubro e a informação previsional que inclui os projetos em curso é solicitada a 30 de novembro e enviada de acordo com as normas complementares emitidas pela ERSE.

Neste artigo com a epígrafe “novos projetos de investimento” foi introduzido um ponto a solicitar o envio de relatórios de execução do orçamento do ano anterior até 1 de março. Sugere-se a eliminação do ponto 8 deste artigo.

### Artigo 35.º – Princípios gerais da atribuição da capacidade das infraestruturas da RNTIAT

Acolhe-se como positiva a explicitação no novo ponto 2 deste artigo da atribuição de capacidade harmonizada nos pontos de ligação entre infraestruturas da RNTIAT, que em combinação com o artigo 38.º, ponto 8, prevê que essa atribuição ocorra num único processo, onde os preços das tarifas das capacidades dos dois lados da interface se somam no preço de reserva. Entende-se que esta explicitação resulta numa maior clareza no que à eventual aplicação de um mecanismo de congestionamentos nestas interfaces diz respeito, nomeadamente na consideração de um prémio a aplicar sobre ambas as tarifas.

### Artigo 37.º – Atribuição de capacidade para reservas de segurança

Na revisão ao MPAI realizada em 2020, o respetivo procedimento n.º 10 relativo à Metodologia de determinação da percentagem de reserva de segurança atribuível nos terminais de GNL e nas instalações de armazenamento subterrâneo e regras de atribuição de capacidade das reservas de segurança foi atualizado a partir de proposta apresentada pelo GTG, pelo que a apresentação de novas propostas pelo GTG devem decorrer de necessidades identificadas no funcionamento do sistema. Sugere-se a revisão do texto relevante conforme se apresenta:

Ponto	Proposta ERSE	Proposta de Redação
Artigo 37.º Atribuição de capacidade para reservas de segurança	3 - O GTG deverá apresentar à ERSE, para aprovação, uma proposta de metodologia de determinação da percentagem da reserva de segurança atribuível nos terminais de GNL e nas instalações de armazenamento subterrâneo de gás natural, bem como das regras de atribuição dessas capacidades.	3 - O GTG <del>deverá</del> poderá apresentar à ERSE, para aprovação, uma proposta de alteração da metodologia de determinação da percentagem da reserva de segurança atribuível nos terminais de GNL e nas instalações de armazenamento subterrâneo de gás natural, bem como das regras de atribuição dessas capacidades.

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

Este artigo refere no ponto 3 que “A capacidade atribuída no VIP é atribuída dos dois lados ao mesmo agente de mercado”, tendo sido eliminada a referência ao mesmo grupo empresarial. Não sendo referido o motivo para alteração dessa condição, alerta-se ainda assim que esta medida tem um impacto imediato sobre alguns agentes de mercado ativos no SNG. A impossibilidade de atribuição de capacidade no VIP dos dois lados da fronteira a agentes de mercado pertencentes ao mesmo grupo empresarial irá obrigar a que estes tenham de se registar e constituir como agentes de mercado num dos países vizinhos, trazendo maior complexidade ao processo. Por ser um processo normalmente moroso, a não contemplação de um período de adaptação pode condicionar temporariamente o acesso pelos agentes de mercado à capacidade no ponto VIP.

### Artigo 48.º – Produtos de capacidade interruptível no VIP

Considera-se que a condição de oferta de capacidade interruptível é aplicável a todos os produtos. Sugere-se revisão do texto conforme apresentado:

Ponto	Proposta ERSE	Proposta de Redação
Artigo 48.º		
Produtos de capacidade interruptível no VIP	2 - Só pode ser atribuída capacidade interruptível em produtos de duração superior a um dia se a capacidade no produto firme correspondente tiver sido totalmente atribuída.	2 - Só pode ser atribuída capacidade interruptível em produtos de qualquer duração superior a um dia se a capacidade no produto firme correspondente tiver sido totalmente atribuída.

### Artigo 58.º-A – Consultas prévias aos utilizadores das infraestruturas pelos operadores

Relativamente à possibilidade do ORT realizar consultas prévias aos utilizadores das infraestruturas, a sua consagração em articulado é considerada uma medida positiva porquanto favorece a eficiência e agiliza o processo de auscultação.

Duas notas finais referentes à designação de certas expressões no articulado:



- 1) utilização indiferenciada de referências no articulado a “clientes” e “consumidores”, sendo que esta última não consta nas definições do Regulamento. Sugere-se a sua uniformização;
- 2) a expressão “clientes finais” surge somente nos textos de definição de “Rede Nacional de Distribuição de Gás” e de “Transporte”. Sugere-se igualmente a sua revisão para “clientes”.

## 6 COMENTÁRIOS À DIRECTIVA DE DEVOLUÇÃO DE EXISTÊNCIAS E AQUISIÇÃO DE GÁS DE ENCHIMENTO DA RNTG

Com vista à concretização plena da implementação do código de rede de compensação de redes de gás no sistema nacional, entre outras medidas, a ERSE propõe uma Diretiva de devolução de existências e aquisição de gás de enchimento da RNTG e de extensão de gás de operação. Nesta proposta, é patente a salvaguarda da segurança de funcionamento do SNG, através de:

- calendários alargados com ofertas de dimensão limitada dispersos em diferentes horizontes de negociação, os quais permitam uma adequada compatibilização com as condições iniciais de funcionamento do mercado;
- planos de devolução de existências e de aquisição de gás sincronizados para não gerar desequilíbrios na RNTG;
- procedimento de recurso para recolocação de ofertas de aquisição que não tenham sido inicialmente satisfeitas para aquisição atempada do gás para minimização da afetação do referido sincronismo, incluindo a possibilidade de alteração da programação pela ERSE, sob proposta do GTG, em caso de necessidade identificada;
- critérios de devolução estabelecidos de modo uniforme e transparente que não permitam discriminação no tratamento dos agentes de mercado envolvidos.

### Comentários da REN:

A REN considera os pressupostos apresentados requisitos fundamentais para uma segura operação do sistema, garantindo uma adequada estabilidade no balanço da rede, não discriminação entre agentes e uma atempada adequação, se necessário, do Plano de compras e devolução do gás. A este respeito, entende-se que a regra de alteração da programação dos montantes diários de devolução que constam do Anexo I beneficiará de um ajustamento no prazo de comunicação, mais próximo do momento de alteração, que permita agilizar a resposta a eventuais cenários de perturbação da segurança de funcionamento do SNG.

Assim, propõe-se a alteração do ponto 5 na seguinte forma:

Ponto	Proposta ERSE	Proposta de Redação
Diretiva	<p>4. A ERSE pode alterar a programação dos montantes diários que constam do Anexo I à presente Diretiva, sob proposta do GTG, caso a não concretização da totalidade dos montantes de aquisição previstos no Anexo II à presente Diretiva coloque em causa a segurança de funcionamento do SNG;</p> <p>5. A alteração prevista no número anterior deve ser comunicada aos agentes de mercado com um mês de antecedência face à data em que vigora a alteração;</p>	<p>4. A ERSE pode alterar a programação dos montantes diários que constam do Anexo I à presente Diretiva, sob proposta do GTG, caso a não concretização da totalidade dos montantes de aquisição previstos no Anexo II à presente Diretiva coloque em causa a segurança de funcionamento do SNG;</p> <p>5. A alteração prevista no número anterior deve ser comunicada aos agentes de mercado com <del>um mês</del> <b>uma semana</b> de antecedência face à data em que vigora a alteração;</p>