

CONSULTA PÚBLICA 116

RELATÓRIO

Proposta de alteração da metodologia de compensação
das redes de distribuição não interligadas

SETOR GÁS



ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	SÍNTESE E PONDERAÇÃO DOS COMENTÁRIOS ÀS PROPOSTAS	3
2.1	Comentários Gerais	3
2.2	Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global	7
2.2.1	Repartições e Balanços.....	7
2.2.2	Metodologia de incentivo à compensação.....	11
2.2.3	Intercâmbios Regulados	14
2.3	Manual de Gestão Logística do Abastecimento de UAG	15

1 INTRODUÇÃO

A ERSE LANÇOU UMA CONSULTA PÚBLICA SOBRE A ALTERAÇÃO DA METODOLOGIA DE COMPENSAÇÃO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO NÃO INTERLIGADAS DE GÁS

O Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do Sistema Nacional do Gás (MPGTG), aprovado pela Diretiva n.º [9/2021](#), de 12 de maio de 2021, incumbiu os operadores das redes de distribuição de gás (ORD) de apresentar à ERSE uma proposta sobre um mecanismo de conciliação das quantidades das carteiras de compensação dos agentes de mercado correspondentes a redes não interligadas.

O MPGTG¹ estabeleceu que o referido mecanismo “deve oferecer uma alternativa ao conceito de gás de operação usado na compensação da rede de transporte, ser compatível com a logística do abastecimento de gás natural liquefeito (GNL) às unidades autónomas de gás (UAG) de rede e com a realidade da injeção de gases de origem renovável na rede de distribuição e transmitir incentivos à compensação dos agentes de mercado”.

Em cumprimento destas disposições, os ORD, em coordenação com o Gestor Técnico Global (GTG) e o Gestor Logístico das UAG (GLUAG) apresentaram à ERSE uma proposta conjunta sobre uma nova metodologia de compensação das redes de distribuição não interligadas, que consistia na alteração e revisão do Manual de Gestão Logística do Abastecimento de UAG (MGLA) e na introdução de cinco novos procedimentos no MPGTG.

Em 8 de agosto de 2023, a ERSE lançou a [Consulta Pública n.º 116](#) constituída por duas propostas de diretiva relativas ao MPGTG e ao MGLA, acompanhadas por um documento que enquadrava e justificava as alterações propostas.

A CONSULTA TEVE PARTICIPAÇÃO DE DIFERENTES AGENTES E ENTIDADES

A consulta pública decorreu até ao passado dia 29 de setembro de 2023, prazo no qual foram recebidos sete contributos sobre a proposta apresentada pela ERSE, além dos pareceres do Conselho Consultivo e do Conselho Tarifário da ERSE. Os conteúdos não assinalados como confidenciais são publicados na íntegra na página da consulta pública no sítio da ERSE na Internet.

¹ Vd. ponto 8.7 das disposições finais.

Além do Conselho Consultivo e do Conselho Tarifário da ERSE, as entidades participantes foram as seguintes:

- Dourogás,
- EDP Energias de Portugal,
- Floene,
- GALP,
- REN Portgás Distribuição,
- Transgás.

O presente Relatório apresenta as principais matérias que suscitaram comentários e pondera os contributos recebidos sobre a proposta inicial, justificando as opções tomadas na decisão final da ERSE.

2 SINTESE E PONDERAÇÃO DOS COMENTÁRIOS ÀS PROPOSTAS

Neste capítulo sintetizam-se os comentários recebidos sobre a proposta de alteração da metodologia de compensação das redes de distribuição não interligadas de gás, bem como a ponderação dos argumentos e a justificação da decisão final da ERSE.

De modo geral, a proposta de alteração da metodologia de compensação das redes de distribuição não interligadas foi bem acolhida pelos participantes na consulta pública.

2.1 COMENTÁRIOS GERAIS

SENTIDO DOS COMENTÁRIOS

De forma geral, todos os contributos recebidos, no âmbito da consulta pública, reconheceram as mais valias da implementação de uma metodologia de compensação das redes de distribuição não interligadas, que permite a injeção de gases de origem renovável nestas redes e transmite incentivos aos agentes de mercado para manterem o regular abastecimento das UAG.

Para além dos temas específicos e identificados nos capítulos seguintes deste Relatório, destacam-se três temas mais genéricos que mereceram observações dos participantes e em particular do Conselho Consultivo e do Conselho Tarifário da ERSE.

O primeiro tema que se destaca está relacionado com o cumprimento do prazo previsto para a implementação do novo modelo por parte dos operadores e agentes envolvidos. Nesse sentido, foi apresentada a sugestão de desenvolver um plano conjunto e articulado entre as partes diretamente envolvidas que deverá ser implementado sob a supervisão da ERSE.

Outro tema prende-se com a aplicação do serviço de transporte de gás através de cisterna e da gestão logística do abastecimento de gás às UAG, definidos no MGLA, aos gases de origem renovável não intermutáveis com gás natural (leia-se, hidrogénio). A maioria das entidades participantes na consulta pública aponta que o modelo e as regras propostas não são de aplicação direta ao abastecimento de cisternas de hidrogénio. Sobre este tema, o Conselho Tarifário questiona como será gerida a introdução de hidrogénio em UAG, especificamente a que agente/operador caberá assegurar a compatibilidade técnica das cargas com o gás existente na UAG e autorizar as descargas. Neste enquadramento, a Transgás destaca que, quer a função de organização do processo logístico de abastecimento de UAG, quer a prestação do

serviço de transporte, necessitam de adaptações para assegurar o transporte de cisterna de hidrogénio. Nesse sentido, o Conselho Consultivo e o Conselho Tarifário recomendam que sejam estabelecidos procedimentos específicos para descargas de gases de origem renovável não intermutáveis com gás natural na versão final do MGLA. O Conselho Consultivo sugere ainda que o referido Manual estabeleça um calendário de aprovação destes procedimentos, de modo a garantir a adaptação da regulamentação do Sistema Nacional de Gás (SNG) aos gases não intermutáveis com o gás natural.

Por fim, destacam-se os comentários sobre os custos associados à implementação deste novo modelo. O Conselho Tarifário refere que a ERSE não apresentou análises sobre eventuais custos para o SNG que possam surgir no âmbito da operacionalização deste novo modelo. Em particular, o Conselho Tarifário realçou a possibilidade de existir um aumento de custos associado à abertura do mecanismo vigente de comparticipação de custos com transporte, ao transporte de cisternas com origem em instalações de produção de gases de renovável. Nesse sentido, recomenda que seja avaliada essa possibilidade na fixação da versão aprovada do Manual. Em resumo, sobre este tema, o Conselho Tarifário recomendou à ERSE o seguinte:

- promover uma discussão alargada sobre a aplicação do mecanismo vigente de comparticipação de custos com transporte associada ao transporte de GOR não intermutáveis com gás natural, nomeadamente o hidrogénio quando transportado isoladamente, considerando o custo marcadamente superior do transporte destes gases, em comparação com o transporte de gases intermutáveis com gás natural.
- adaptar a fórmula de cálculo do custo máximo do serviço de transporte de gás através de cisterna, e garantir o conseqüente acompanhamento da implementação da extensão das condições existentes para o transporte de gás natural a partir do terminal de GNL de Sines ao transporte de gases de origem renovável a partir das instalações de produção.

PONDERAÇÃO E DECISÃO DA ERSE

Plano de implementação

A ERSE concorda com a proposta apresentada pelos contributos, no que se refere ao seu acompanhamento do processo de implementação do novo modelo de compensação das redes de distribuição não interligadas. Assim, na versão final do MGLA e do MPGTG foi incluída uma disposição que estabelece a obrigação dos operadores das redes de distribuição não interligadas, o Gestor Técnico Global do SNG e o

Gestor Logístico das UAG de apresentarem um plano de implementação do novo modelo. Os referidos Planos deverão ser coordenados e definir ações e respetivos prazos de concretização. A ERSE publicará um plano geral, com os marcos mais relevantes destes planos de implementação, de modo a reforçar a transparência sobre o processo e permitir aos agentes de mercado planearem a sua própria adaptação.

Transporte de hidrogénio liquefeito em cisterna

Sobre a aplicação do serviço de transporte de cisternas e da gestão logística do abastecimento de gás às UAG, definidos no MGLA, a gases de origem renovável não intermutáveis com gás natural, mais especificamente ao abastecimento de hidrogénio, a ERSE reconhece as dificuldades apontadas pelos vários agentes. O abastecimento de UAG através de cisternas de hidrogénio encerra desafios técnicos para o SNG que devem ser resolvidos antes de cristalizar um modelo regulamentar. Para além de uma logística própria (as cisternas e equipamentos usados para transporte de hidrogénio liquefeito), será necessário assegurar a existência de armazenamento local de hidrogénio liquefeito, de regaseificação e de mistura com o gás natural retirado da UAG. O controlo da mistura tem de atender aos consumos de gás na UAG em cada momento, mas também à eventual existência de produtores a injetar hidrogénio diretamente na rede a jusante. Tendo em conta esta realidade, a ERSE optou por, nesta primeira fase de implementação do novo modelo, não considerar os procedimentos estabelecidos no MGLA, relativos ao serviço de transporte de cisternas de gás e à gestão logística do abastecimento de gás às UAG, aplicáveis a gases de origem renovável que não sejam intermutáveis com gás natural.

No curto prazo, caso se levante a necessidade ou oportunidade de receber hidrogénio liquefeito nas UAG do SNG, os operadores de redes de distribuição não interligadas poderão recorrer a figuras como os projetos-piloto para explorar as soluções mais adequadas. Para esse efeito, as regras agora aprovadas poderão constituir uma referência, devendo ser adaptadas no que se mostre necessário.

Custos das novas regras de compensação

Relativamente aos custos das novas regras de compensação e correspondente recomendação apresentada pelo Conselho Tarifário, a ERSE destaca que, no modelo tarifário em vigor, um cliente final ligado numa rede não interligada tem exatamente o mesmo enquadramento dos clientes ligados nas redes interligadas. Por outro lado, as propostas apresentadas na consulta pública incidem apenas no modelo logístico e comercial nas redes não interligadas e afetam os procedimentos operacionais dos operadores e dos agentes de mercado conduzindo, a uma maior eficiência na atuação dos mesmos.

Nota-se que a implementação das novas regras pelos operadores de redes e pelo GLUAG não representam custos significativos, pois se tratam de adaptações dos sistemas comerciais, para mais procurando um alinhamento com as regras já em vigor para as redes interligadas.

Adicionalmente, a criação de uma metodologia de compensação que incentiva os agentes de mercado a manter as suas existências em equilíbrio, promove o funcionamento do sistema com normalidade e com uma distribuição equitativa dos custos de participação. A simplificação do modelo comercial, através de balanços na UAG virtual, representa uma redução das barreiras à entrada de novos comercializadores, pelo que se espera um contributo positivo para o aumento da concorrência no mercado retalhista nestas zonas de rede.

No caso particular relativo aos custos de serviço de transporte de gás através de cisterna, o Regulamento Tarifário² (art. 146.º) prevê um mecanismo de equalização de custos de transporte de gás para os agentes de mercado com clientes nas redes não interligadas. O mesmo regulamento prevê o ressarcimento dos custos com o transporte de gás para as UAG de rede, até ao valor máximo resultante da metodologia aprovada pela ERSE (art. 147.º). Em contrapartida, os agentes de mercado pagam a tarifa de uso da rede de transporte aplicada às suas entregas a clientes finais das redes não interligadas. O novo procedimento proposto no MGLA apenas clarifica a liquidação dos custos de transporte e do respetivo ressarcimento, aplicando a metodologia prevista no Regulamento Tarifário.

Com a evolução da descarbonização do setor do gás, tal como preconizado pelo Decreto-lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, na sua redação vigente, será expectável o aparecimento de produtores de gases de origem renovável afastados das redes de distribuição gás. Nestes casos, a viabilização do abastecimento das UAG com cargas provenientes destes produtores de gases de origem renovável é essencial. Neste enquadramento, a ERSE considera que o reconhecimento dos custos de transporte de cisternas com origem nos produtores de gases de origem renovável não deve ser colocado em causa, por analogia com o procedimento aplicável ao transporte de GNL, sem prejuízo das preocupações apresentadas pelo Conselho Tarifário. No que respeita à metodologia de definição do custo máximo aceite, a mesma poderá vir a adaptar-se para traduzir esta opção de abastecimento das UAG.

Reconhecendo as preocupações apresentadas relativamente à possibilidade desta nova realidade trazer custos acrescidos ao SNG, a ERSE alterou o Procedimento n.º 8 do MGLA de forma a distinguir a informação

² Regulamento Tarifário do setor do gás, aprovado pelo Regulamento [n.º 825/2023](#), de 28 de julho.

que deve ser enviada sobre os transportes de cisterna com origem no terminal de GNL e com origem nas instalações de produção. Adicionalmente, sendo o custo máximo aceite para o transporte de gás por cisterna determinado através da metodologia aprovada pela ERSE é garantido, da sua parte, o acompanhamento da evolução do mesmo.

Adicionalmente, tendo presente a opção exposta anteriormente de excluir o hidrogénio do âmbito de aplicação do MGLA, considera-se que os riscos associados à incorporação do transporte de gás em cisterna com origem em instalações de produção são fortemente minorados.

2.2 MANUAL DE PROCEDIMENTOS DA GESTÃO TÉCNICA GLOBAL

2.2.1 REPARTIÇÕES E BALANÇOS

SENTIDO DOS COMENTÁRIOS

Sobre este tema, foram apresentados comentários e sugestões de melhoria específicos, que visam aperfeiçoar os mecanismos e procedimentos relativos à determinação das repartições e balanços nas redes de distribuição não interligadas, nomeadamente na aplicação do paralelismo entre a metodologia prevista no ponto 3.3 do Procedimento n.º 9 do MPGTG já em vigor para as redes de distribuição diretamente ligadas à Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG) e os procedimentos novos para as redes não interligadas, com as respetivas adaptações.

A Floene sugeriu alterações no ponto 3 (Ligação entre a UAG e a RNDG) do Procedimento n.º 23 do MPGTG, com o objetivo de clarificar as responsabilidades dos ORD e do GTG sobre o processo das repartições e, também, o processo de repartição para as UAG do SNG que abastecem diretamente uma instalação de consumo.

Sobre este processo de repartição particular, a Floene identificou a necessidade de clarificar que as quantidades agregadas de energia de cada agente de mercado, apuradas nos pontos de medição dos consumidores com medição diária (MD) com a aplicação dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos, serão consideradas e reportadas na repartição pelos ORD ao GTG sem qualquer ajuste. Por outro lado, a Floene sugere explicitar que a determinação do ajuste relativamente à diferença entre a quantidade total de gás referente ao fornecimento à rede de distribuição através duma UAG ou de instalação de produção de gás ligada a essa rede de distribuição e os consumos com medição diária (MD)

associados à mesma rede, terá de ser efetuada pelo GTG. Por fim, a Floene identifica que a formulação proposta não estabelece a proporção de ajuste a atribuir a cada agente de mercado, para ser considerada nas respetivas existências da UAG Virtual, pois apenas formula o ajuste em cada rede.

Neste mesmo enquadramento, a EDP e a Floene identificaram a necessidade de definir como ponto relevante a ligação entre um produtor e uma rede de distribuição não interligada.

Ainda sobre o tema das repartições, a EDP identifica que, *“para efeitos de repartição da energia entregue, as quantidades de gás injetadas pelos produtores na rede não parecem estar consideradas de forma desagregada. Refira-se a este título que o fator de perdas aplicado às quantidades de gás injetado na rede pelos produtores é o mesmo aplicado ao gás proveniente da UAG. A este respeito, a EDP entende que o fator de perdas aplicado ao gás injetado na RDNI pelos produtores não deveria assumir o mesmo valor daquele que é proveniente do armazenamento da UAG, já que para além das perdas consideradas na rede de distribuição, também contabiliza as perdas verificadas naquela instalação (e.g., boil-off), facto que não se verifica com o gás de produção diretamente injetado na RDNI (Rede de distribuição Não Interligada)”*.

A EDP também apresenta comentários sobre os balanços comerciais dos agentes de mercado, apesar de considerar uma mais-valia a sua “agregação” na UAG Virtual, ressalva que deste modo o agente de mercado não tem visibilidade sobre os possíveis desvios face ao consumo esperado e considera que não é possível para o agente de mercado identificar em qual das redes de distribuição está a incorrer em desvios. A este respeito, a EDP sugere que o GTG, mensalmente, para além de informar sobre o balanço comercial do agente de mercado na UAG Virtual, também deve disponibilizar informação desagregada sobre as repartições das quantidades de gás veiculadas por ORD/UAG tal como é feito para cada estação de redução e medição de gás (GRMS), nas redes de distribuição interligadas com a RNTG. No seu entender, isso possibilitaria ao agente de mercado ter uma melhor visibilidade sobre a forma como se reparte o balanço por ORD, permitindo a deteção antecipada de possíveis situações anómalas. A EDP acrescenta ainda que, tanto a disponibilização da repartição mensal corrigida, como as correções às repartições mensais previstas no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor do gás (GMLDD), devem ser mantidas de forma desagregada por UAG de rede.

Sobre a criação da figura de agente agregador, a Galp considera que esta poderá trazer alguma flexibilidade aos agentes de mercado de menor dimensão ou em casos de empresas do mesmo grupo económico. No entanto, sugere alterações quanto à informação a disponibilizar aos agentes de mercado agregador e aos agentes de mercado agregados. Esta entidade considera que o agente de mercado agregador deve receber os consumos da sua carteira total (entendida como a soma das saídas por si representadas na UAG Virtual),

individualizados pelos consumos da carteira do(s) seu(s) agente(s) agregado(s), e cada agente agregado, apesar de optar por esta modalidade, não deve deixar de receber a informação quanto ao consumo da sua carteira.

Adicionalmente, a GALP propõe que a figura de “agente agregador” seja criada não só para o abastecimento de UAG e para a operação em redes não interligadas, mas também para a operação na RNTG. Desta forma, em todo o SNG, um agente poderia optar por ser representado por um terceiro nas suas obrigações de balanço e compensações.

Por fim a EDP, considera que as alterações propostas ao MPGTG resultam na necessidade de revisão do GMLDD e que deveria estar igualmente prevista e ser objeto de consulta pública.

PONDERAÇÃO DOS COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

Relativamente ao processo de repartições e balanços a ERSE concordou com a maioria das sugestões de alteração apresentadas pela Floene e considerou importante também clarificar que o fator de perdas e autoconsumos não se aplica à energia injetada nas redes (dúvida colocada pela EDP), o mecanismo de perdas é aplicado às quantidades de gás dos consumos previstos dos clientes, tal como definido no artigo 21.º do RARI e implementado nos termos do Regulamento da Operação das infraestruturas mais concretamente no MPGTG..

Resumidamente, a ERSE alterou a proposta de Procedimento n.º 23 do MPGTG nos seguintes termos:

1. O parágrafo n.º 5 da secção 1, acrescentando o ponto relevante ligação entre produtor e a RNDG;
2. Os parágrafos n.º 8, 9 e 10 da secção 3, de acordo com as sugestões de clarificação sobre o ponto de repartição para as UAG do SNG que abastecem diretamente uma instalação de consumo e correção do ajuste às existências definido na fórmula do parágrafo n.º 9. Eliminou-se ainda a secção 4 e respetivo parágrafo n.º 16.

Consequentemente, a ERSE também alterou os parágrafos n.º 12 e 19 do Procedimento n.º 24 do MPGTG.

Relativamente ao tema dos balanços comerciais dos agentes de mercado na UAG Virtual, a ERSE ressalva que, de acordo com este novo modelo, a responsabilidade sobre o balanço físico de cada UAG é do ORD e o GLUAG é responsável por manter os *stocks* de gás entre os mínimos e os máximos definidos para cada UAG, referindo-se que a vantagem deste modelo é tornar indiferente, para efeitos de balanço comercial, a

localização das existências de gás, dos consumos, ou das instalações de produção, de cada um dos agentes de mercado.

Por outro lado, no que se refere a repartições, os agentes de mercado têm acesso à informação das respetivas repartições relativas aos consumos da sua carteira de clientes quer nas GRMS, no caso das redes de distribuição interligadas, quer nas UAG, para o caso das redes de distribuição não interligadas. Relativamente à questão apresentada pela EDP, destaca-se que o procedimento atualmente em vigor estabelecido no ponto 3.3.1 do Procedimento n.º 9 do MPGTG é aplicável a estas redes com as ressalvas apresentadas no ponto 8 do novo Procedimento n.º 23. De forma a clarificar esta questão e mantendo a linha do definido no MPGTG para as redes interligadas à RNTG, a ERSE acrescentou o parágrafo 21 ao procedimento n.º 24, que estabelece o envio das repartições por parte do GTG a todos os agentes de mercado, no mesmo prazo do envio dos balanços individuais dos agentes de mercado na UAG Virtual.

É de destacar que o GMLDD continua a ser aplicável para estas redes de distribuição não se colocando de parte a sua eventual revisão, como é referido pela EDP, não foram identificadas alterações que resultem diretamente da implementação deste novo modelo.

Sobre o comentário da GALP, relativo aos agentes agregadores, a ERSE concorda que a informação relativa a repartições deve ser discriminada por agente de mercado incluído na agregação, independentemente de o seu balanço e correspondentes existências na UAG Virtual poderem ser agregados. Esta medida facilita os acordos comerciais bilaterais entre agentes de mercado. O Procedimento n.º 23 do MPGTG reflete as regras e os procedimentos relativos a repartições, não estando previstas quaisquer disposições para a agregação de quantidades repartidas, por agentes agregadores. Assim, as repartições comunicadas são discriminadas por agente de mercado, mesmo que este esteja agregado com outros para efeitos de compensação. No caso do Procedimentos n.º 24, relativo a balanços, prevê-se a figura do agente agregador, no qual os agentes de mercado agregados podem delegar responsabilidade sobre os balanços e pela compensação nas redes não interligadas. No que se refere à preocupação exposta pela GALP, sobre o balanço dos agentes agregados, a ERSE considera que existindo um agente agregador e consequentemente uma agregação nas entradas de gás na UAG virtual (centralização das descargas de cisternas nas UAG de rede), dificilmente o GTG poderá realizar balanços individualizados por agente de mercado agregado.

Sobre a proposta apresentada pela GALP, para que a figura de “agente agregador” seja aplicada também ao universo da operação na RNTG, a ERSE destaca que as alterações regulamentares apresentadas nesta Consulta Pública foram consideradas e discutidas apenas para âmbito da operação das redes de

distribuição não interligadas. No entanto, reconhece-se o mérito da proposta, pelo que oportunamente deverá ser considerada, tendo em conta a experiência que resultar da aplicação concreta da figura de “agente agregador” nas redes não interligadas.

2.2.2 METODOLOGIA DE INCENTIVO À COMPENSAÇÃO

SENTIDO DOS COMENTÁRIOS

O Conselho Consultivo, o Conselho Tarifário e a EDP identificaram a necessidade de o Procedimento n.º 25 do MPGTG prever a revisão extraordinária dos valores mínimos comerciais aplicáveis a cada agente de mercado, determinados, ordinária e anualmente, pelo GTG. O Conselho Consultivo e o Conselho Tarifário defendem que este valor deve ser revisto quando existirem alterações consideráveis na carteira de clientes de um dado agente de mercado, enquanto que a EDP defende que o GTG deve atualizar o nível de existências mínimas de cada agente com uma frequência inferior à anual, sugerindo, como mínimo, a revisão semestral dos valores correspondentes.

No seu comentário, a Dourogás faz a sugestão de, no âmbito das reservas de cada agente no SNG, serem consideradas as existências mínimas na UAG Virtual.

Sobre o Procedimento n.º 26 do MPGTG, o Conselho Consultivo e a Transgás referem que o que o recurso a gás adquirido ou vendido pelo comercializador de último recurso grossista (CURG) para cobrir desequilíbrios de agentes incumpridores deve ser uma solução de último recurso/excepcional, de acordo com a natureza da atividade de aprovisionamento deste agente, devendo em qualquer caso ser garantida a neutralidade financeira do CURG sobre estas operações. No mesmo enquadramento, a Transgás refere que *“a venda de gás não poderá ser feita por mera conciliação financeira – existindo mobilização de inventário de gás do balanço da Transgás, será necessária a emissão de documento contabilístico com explicitação da energia transacionada e não um mero total em euros. Aliás, a Transgás já foi alvo de inspeção da Autoridade Tributária a propósito de tema semelhante, tendo sido esta a conclusão.”* A mesma entidade sugere, sobre a metodologia de incentivo à compensação e em vez da reconciliação financeira proposta, a aplicação de SWAPs virtuais com o GTG no VTP, evitando as operações de compra/venda de gás e as questões fiscais que lhes estão associadas. A Transgás destaca ainda que será necessário assegurar a neutralidade financeira destas operações para o CURG uma vez que, ao contrário do GTG, não tem o mecanismo de encargos de neutralidade que lhe permita regularizar alguma diferença que exista entre o custo do gás e a valorização pelo preço médio ponderado do dia.

Por fim, a este respeito e referindo-se particularmente ao incentivo à compensação por acumulação de gás com origem em produção, o Conselho Consultivo *“considera que devem ser também consideradas penalizações progressivamente mais gravosas, nomeadamente para incumprimentos reiterados que se prolonguem no tempo e conduzam a sucessivas conciliações financeiras, no limite a suspensão do direito de injeção de GOR”*. Neste particular, a Transgás evidencia que os indicadores propostos para a aplicação dos incentivos, apenas poderão produzir efeitos ao fim de 30 e 60 dias de operação do agente, propondo que seja definido um mecanismo a aplicar desde o momento em que a injeção de GOR na rede tenha início, por forma a não existir algum período não abrangido por um mecanismo de controlo.

PONDERAÇÃO DOS COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

A metodologia para determinar a existência mínima de cada agente de mercado, vertida no Procedimento n.º 25 do MPGTG, é baseada num rateio da existência mínima da UAG Virtual, de acordo com a dimensão da carteira de clientes de cada agente de mercado. O documento justificativo da Consulta Pública referia que face a uma eventual alteração significativa de carteira de um agente de mercado, o GTG devia atualizar os respetivos limites de existências, que condicionam as obrigações de compensação do agente. No entanto, a proposta de Procedimento n.º 25 do MPGTG submetida a consulta não refletia esta necessidade.

A ERSE acrescentou uma disposição na secção 3 do Procedimento n.º 25, na qual se prevê que os valores mínimos comerciais aplicáveis a cada agente de mercado deverão ser revistos e comunicados, pelo GTG, sempre que ocorrer uma alteração significativa na constituição da carteira de clientes dos agentes de mercado que atuam nas redes não interligadas.

Para o mecanismo de conciliação financeira, no caso de um agente de mercado que incumprir o valor mínimo comercial ou acumule gás com origem na produção na UAG virtual, o CURG é responsável por vender o gás em falta ao agente de mercado ou adquirir o gás em excesso ao agente de mercado, de acordo com o estabelecido no Procedimento n.º 26 do MPGTG, sendo o GTG o intermediário financeiro destas operações de venda ou de compra. Neste enquadramento, a Transgás propôs que o GTG compre o gás ao CURG e revenda ao agente de mercado, ou vice-versa, compre o gás em excesso ao agente de mercado e o revenda ao CURG, conforme o agente de mercado se desequilibre por defeito ou por excesso. Desta forma, esta entidade refere que existe uma conciliação entre a transação física de gás e a transação financeira. A ERSE não se opõe a esta proposta e alterou em conformidade os pontos 3.2 e 3.4 do Procedimento n.º 26 do MPGTG. Nota-se a este respeito, que as transações de compra e venda de gás pelo

GTG se devem anular financeiramente. Perante incumprimentos de pagamento pelo agente de mercado, o GTG, que é credor da respetiva garantia, deve acionar este mecanismo.

Sobre a dimensão das penalizações financeiras por acumulação de gás com origem em produção, a ERSE destaca que o valor da penalização, a pagar pelo agente de mercado, aplicado à quantidade de gás em excesso, está associado ao preço marginal de venda e é devido diariamente, por cada dia em que as suas existências se contabilizam em excesso. Desta forma, considera-se que esta penalização, associada ao custo do próprio gás, é um incentivo eficaz e preventivo de sucessivas acumulações, que resultam numa conciliação financeira depois de 15 dias de penalizações diárias. Esta regra não impede que um agente de mercado que incumpra reiteradamente os deveres de equilíbrio veja suspenso o seu contrato de adesão à gestão técnica global ou que venha a ser sujeito a contraordenação no âmbito do Regime Sancionatório do Setor Energético.

A Transgás sugere que, para os agentes de mercado com contratos de aquisição de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono que iniciem a sua atividade, o GTG aplique um incentivo ou um mecanismo de controlo que previna a acumulação de gás na UAG Virtual ao longo do primeiro mês de operação desse agente de mercado.

No documento justificativo da consulta pública, a ERSE explicou o motivo pelo qual não foi criado um limite máximo absoluto para as existências dos agentes de mercado, considerando-se que a atividade do GLUAG relativa à logística das descargas de gás nas UAG é, por si só, um mecanismo que de controlo dos níveis das UAG e das existências comerciais dos agentes de mercado. No mesmo documento referia-se que a injeção de gás diretamente nas redes não interligadas, com origem nas instalações de produção, pode conduzir a um aprovisionamento excessivo da UAG Virtual, por parte de um agente de mercado, que justifica a necessidade de um incentivo à compensação.

Assim, a metodologia de incentivo à compensação por acumulação de gás com origem em produção é um instrumento para prevenir que um agente de mercado acumule uma quantidade de gás que coloque em causa o adequado e seguro abastecimento das redes não interligadas.

Tendo em conta o exposto, a ERSE considera adequado o mecanismo proposto, que avalia para o prazo de 30 dias o equilíbrio entre o balanço de entradas (que inclui a injeção de gás renovável com origem na produção) e saídas (consumos e intercâmbios) e aplica penalidades quando exista um desequilíbrio com uma certa dimensão.

As penalidades serão tratadas como proveitos da atividade de GTG do SNG que não resultam da aplicação da parcela I tarifa de UGS, nos termos definidos no RT em vigor.

Ainda sobre este tema, o Conselho Consultivo e a Transgás referem a importância de garantir a neutralidade financeira do CURG no que se refere ao recurso a gás adquirido ou vendido pelo comercializador de último recurso grossista (CURG) para cobrir desequilíbrios de agentes incumpridores defendendo que deve ser uma solução de último recurso/excepcional. Neste quadro, importa referir que, nos proveitos permitidos da atividade da comercialização de último recurso grossista (CURG), devem ser identificados todos os custos e proveitos incorridos pelo CURG neste processo de compra e venda de gás para cobrir desequilíbrios dos agentes de mercado na UAG Virtual. Esses custos e proveitos serão diferenciados no quadro de reporte da função de Gestor Logístico das UAG do CURG. Tanto os custos com a energia adquirida, como com a operacionalização da aquisição e das suas atividades de suporte deverão ser faturados aos respetivos comercializadores responsáveis por esses desvios.

Relativamente à consideração dos balanços de gás na UAG Virtual para efeitos da contabilização de reservas de segurança, a ERSE sublinha que essa proposta é contrária à lei, nomeadamente ao n.º 2 do artigo 100.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, na sua redação vigente.

2.2.3 INTERCÂMBIOS REGULADOS

SENTIDO DOS COMENTÁRIOS

O Conselho Consultivo e a Transgás, nos seus contributos à consulta pública, consideram que o mecanismo de intercâmbio regulado deve ser utilizado apenas em situações de último recurso e a título excepcional, defendendo que um agente de mercado tem de fazer prova da procura (sem sucesso) de contrapartes em regime de mercado, para aceder a intercâmbios regulados.

A Transgás sugere também, como mecanismo de incentivo à utilização dos intercâmbios em regime de mercado, a existência de um preço de acesso aos intercâmbios regulados, a faturar pelo GTG, que já tem relações comerciais estabelecidas com todos os comercializadores a operar no SNG.

PONDERAÇÃO DOS COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

Tendo em conta os comentários recebidos sobre este tema a ERSE reforça o caráter de último recurso destes intercâmbios, já determinado no parágrafo n.º 9 da proposta do Procedimento n.º 27 do MPGTG,

uma vez que se aplicam apenas em duas situações particulares, ou seja, para gás com origem na produção e para a constituição do valor mínimo comercial na UAG Virtual pelos agentes de mercado que iniciem a sua atividade em redes não interligadas. Adicionalmente, no que se refere ao gás com origem na produção, o instrumento de compra centralizada de biometano e hidrogénio determinado na Portaria n.º 15/2023, reforça o carácter excecional destes intercâmbios. Por fim, a ERSE no âmbito das suas competências de supervisão, acompanhará a aplicação deste mecanismo de intercâmbios regulados, atendendo às preocupações expressadas.

Sobre a proposta de determinar um preço de acesso a intercâmbios regulados, a ERSE recorda que este mecanismo tem o objetivo de facilitar a transferência de gás renovável das UAG para o terminal de GNL abrindo a possibilidade de gás com origem renovável, que pode ser excedente nas redes de distribuição não interligadas, aceder ao resto do SNG, sendo desta forma mais um contributo para a descarbonização do setor do gás. Adicionalmente, refere-se que este intercâmbio para o CURG se traduz numa redução de custos de transporte de GNL para este agente, ou para o sistema, e que a sua aplicação está limitada às quantidades possíveis de enquadrar na atividade normal do CURG para fornecimentos aos CURR nas redes não interligadas. Tendo em conta o exposto, a ERSE não incluiu esta sugestão na versão final do MPGTG.

2.3 MANUAL DE GESTÃO LOGÍSTICA DO ABASTECIMENTO DE UAG

SENTIDO DOS COMENTÁRIOS

A Transgás apresentou um comentário relativo ao parágrafo n.º 20 da secção 3 do Procedimento n.º 2 do MGLA. Na sua interpretação, esse parágrafo estabelece que, quando o agente de mercado efetua as descargas nas UAG de ORD com recurso a transporte próprio, pode escolher quais os locais de descarga das suas cisternas. Na interpretação da Transgás, esta disposição compromete a aplicação do novo modelo de UAG Virtual, onde a carga física é encaminhada pelo GLUAG para a UAG com maior necessidade de existências no momento, podendo mesmo ser solicitado a um agente de mercado que descarregue gás em UAG que alimentem redes onde não possui clientes. Esta entidade acrescenta que limitar os destinos de descargas pode, inclusivamente, tornar inviável a alocação de cargas do transporte próprio, caso não exista disponibilidade das UAG indicadas para receber as mesmas.

Sendo o GLUAG o detentor dos contratos de transporte ao serviço do SNG, a Transgás considerou que será uma mais-valia a participação direta deste operador na preparação da informação relativa à definição do custo máximo aceite para o transporte de gás por cisterna. No entender desta entidade, o GLUAG é a

entidade com maior conhecimento dos parâmetros que afetam o custo de transporte e as suas variações, sendo a única entidade que pode, por exemplo, antecipar reduções ou aumentos excepcionais. Desta forma, propõe que no MGLA fique definido que o GTG deverá assegurar as obrigações previstas no ponto 5 do Procedimento n.º 8 em articulação com o GLUAG ou, em alternativa, que o manual defina que seja solicitado parecer ao GLUAG sobre a informação prestada pelo GTG.

O Conselho Tarifário refere que a ERSE propõe que o MGLA passe a prever a possibilidade de descargas parciais, sendo esta inclusão apenas uma explicitação de procedimentos atualmente em vigor. Esta tipologia de descarga decorre da existência de UAG de menor dimensão, normalmente associadas ao fornecimento de gás a clientes com menores consumos. Considerando que as descargas parciais requerem procedimentos de medição específicos, este Conselho recomenda que os mesmos sejam incluídos no Manual.

PONDERAÇÃO DOS COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

Relativamente à limitação dos destinos das cargas dos agentes de mercado com contratação de transporte própria, o parágrafo n.º 15 da secção 3.3 do Procedimento n.º 1 do MGLA prevê os requisitos dos contratos que os agentes de mercado estabelecem com transportadores, no caso de optarem por transporte próprio. Uma das condições a incluir nesses contratos é permitir a descarga em qualquer outra UAG do SNG, por solicitação do GLUAG. Outra condição prevista é a permissão de alterações ao Plano Semanal de Cargas de Gás com um aviso mínimo de 24 horas relativamente ao dia da descarga na UAG, possibilitando igualmente alteração excepcional e justificada pelo GLUAG.

Adicionalmente, a secção 2 do Procedimento n.º 3 do Manual determina as regras para a elaboração do Plano Semanal de Cargas de Gás. Neste ponto estabelece-se que o GLUAG, na alocação semanal das descargas em cada UAG de ORD aos agentes de mercado, assegura a incorporação no plano de descargas nas UAG de ORD dos pedidos dos agentes de mercado que recorram ao transporte de gás por sua conta, respeitando as necessidades físicas de cada UAG e desde que os pedidos sejam adequados aos consumos do agente de mercado nas redes não interligadas.

Tendo em conta o exposto, a ERSE considera que a preocupação expressada pela Transgás, relativamente à limitação dos destinos das cargas dos agentes de mercado com contratação de transporte própria, está salvaguardada com as disposições referidas. No entanto, considerou que a redação do parágrafo n.º 20 da secção 3 do Procedimento n.º 2 do MGLA, da versão sujeita a consulta pública, podia ser melhorada de forma a dissipar as dúvidas relativamente a este tema, pelo que alterou a sua redação.

A ERSE concordou com a proposta da Transgás relativamente à participação do GLUAG na prestação de informação prestada no âmbito da definição do custo máximo aceite para o transporte de gás por cisterna, tendo alterado o parágrafo n.º 16 da secção 5 do Procedimento n.º 8, na qual o GTG passa a enviar a referida informação juntamente com o parecer do GLUAG.

Relativamente à sugestão do Conselho Tarifário sobre as descargas parciais, a ERSE considera que o Procedimento n.º 7 relativo a Descargas Parciais em UAG (já incluído na proposta do MGLA), no qual são definidos os requisitos e procedimentos para este tipo de descargas tendo em conta os vários equipamentos de medição, já contempla a preocupação manifestada.

Por fim, a Floene e a Transgás apresentaram algumas sugestões de alteração de pormenores sobre prazos, nomeadamente de faturação e formas de contacto entre operadores, as quais a ERSE considerou na versão final do Manual.

ERSE - ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

