89ª Consulta Pública ERSE

Incentivo para a aquisição de gás natural em mercado pelo CURG

Comentários Galp

22/05/2020

ÍNDICE

NOTA INTRODUTÓRIA 3

COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS 4

1. Estabilidade e Previsibilidade Regulatórias 4
2. Justificação da Revisão 5
3. Equilíbrio Concorrencial 6
4. As comparações MIBGAS vs. Contratos *take-or-pay* 7
5. Insuficiências e Omissões da Proposta 8

Nota Introdutória

O Grupo Galp tem sido um dos principais participantes no Sistema Nacional do Gás Natural (SNGN), ao nível da atividade de comercialização, quer em regime de mercado, quer em regime de último recurso.

No que respeita à questão do aprovisionamento dos clientes em mercado regulado no SNGN – entenda-se os fornecidos pelos CURR sob o regime das Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais (TTVCF), aprovadas pela ERSE - a Galp, através das suas participadas, tem uma posição particular pela alocação de parte dos contratos de longo prazo em regime de *take-or-pay*, celebrados pela Galp Gás Natural (GGN) antes da entrada em vigor da Diretiva 2003/55/CE, para fornecimento à Transgás (CURG) e, em sequência, aos CURR, também em condições contratuais aprovadas pela ERSE.

Identicamente, a maioria dos CURRs com operação no SNGN está na esfera acionista da Galp, pelo que eventuais alterações são relevantes para a operação destas empresas, compreendendo-se a especial atenção do grupo para estas questões.

A presente proposta pretende redefinir as condições em que o CURG deve realizar o seu aprovisionamento de gás natural (GN), nomeadamente através das possibilidades estabelecidas no Decreto-Lei 231/2012, de 26 de outubro, que foi incorporada na revisão do Regulamento Tarifário (RT) aprovado em 2013 (Regulamento 139-E/2013, publicado no Diário da República 16 de abril), de realizar o mesmo por aquisições em mercados organizados ou em contratos bilaterais.

Agradecendo a consulta pública que permite à Galp apresentar a sua avaliação da proposta, deixamos como primeira nota a posição, desde sempre assumida pelo grupo, de que o enquadramento regulatório deve objetivar as transparências e estabilidade regulatórias, criando um *level playing field* para o conjunto do mercado.

Contudo, como discutido de seguida, consideramos que o mecanismo proposto não se carateriza por estes objetivos, apresentando adicionalmente uma série de fragilidades conceptuais e metodológicas, merecendo uma apreciação claramente negativa por parte do grupo, pelo que recomendamos que a ERSE não o adote.

Comentários específicos

1. Estabilidade e Previsibilidade Regulatórias

A Galp não pode deixar de notar que esta presente consulta pública é lançada em pleno processo de aprovação das Tarifas e Preços para o Ano Gás 2020-21, sobre cuja proposta teve oportunidade de apresentar os seus comentários, quer diretamente, quer através dos seus representantes no Conselho Tarifário.

Adicionalmente, é particularmente relevante que a referida proposta foi acompanhada de uma proposta de revisão extraordinária do RT (87ª Consulta Pública da ERSE), que estabelecia condições para a verificação e adequação trimestral da Tarifa de Energia praticada pelo CURG e pelos CURRs, a aplicar no caso de se observarem diferenças significativas entre os custos de aprovisionamento de gás natural assumidos na aprovação anual de tarifas e os verificados nos mercados grossistas no decorrer do ano gás tarifário.

Ou seja, no espaço de apenas 1 mês, a ERSE apresenta duas propostas que incidem fundamentalmente sobre a mesma questão – a Tarifa de Energia (TE) -, o que é obviamente contra os bons princípios de estabilidade e previsibilidade regulatórias.

Mas, concorrendo adicionalmente para a nossa avaliação de extemporaneidade, enquanto a anterior proposta foi apresentada em simultâneo com a proposta de tarifas, estabelecendo um enquadramento objetivo de aplicação, bem como uma avaliação conjunta dos seus efeitos potenciais, a presente proposta surge desligada da mesma proposta tarifária, apesar da ERSE anunciar que o mecanismo de aprovisionamento em mercado entraria imediatamente em vigor.

Ou seja, mesmo antes de se considerar as evidentes insuficiências da proposta em discussão que são analisadas nos pontos seguintes deste documento, constata-se que a própria proposta de tarifário e as análises realizadas pelo *stakeholders* do SNGN ficam, desde já, claramente prejudicadas pela possibilidade de alteração muito relevante em alguns dos pressupostos mais relevantes em que essas análises foram conduzidas[1].

Do anterior, decorre que a ERSE deveria conceder à proposta de revisão trimestral da TE a "prova do tempo", para que fosse possível aquilatar a sua eficácia em termos de adequação da tarifa aos preços do mercado grossista, no lugar de se criarem mecanismos adicionais em tão curto espaço de tempo, envolvendo metodologias até potencialmente contraditórias.

Consideramos assim que a opção metodológica tomada pela ERSE é claramente inadequada, sendo desvirtuadora dos princípios de estabilidade e previsibilidade regulatórias.

[1] Se necessário, notamos que, no momento de revisão idêntica para o SEN (cf. 68ª Consulta Pública da ERSE), o Regulador lançou uma consulta pública única para os dois mecanismos conjuntamente com a Proposta de Tarifário para 2019 e, mesmo considerando as evidentes diferenças entre os setores, o mecanismo de aprovisionamento eficiente apenas foi operacionalizado após nova consulta (cf. 73ª Consulta Pública da ERSE), tendo os resultados dos leilões conduzidos pelo CUR Elétrico sido incorporados na Proposta de Tarifário para 2020.

2. Justificação da Revisão

Sem prejuízo do discutido no ponto anterior, consideramos que as justificações avançadas pela ERSE para justificar o lançamento da consulta pública são insuficientes, se não mesmo inadequadas.

Desde logo, não se encontra no Documento Justificativo que acompanha a proposta de revisão do articulado do RT, alguma argumentação que sustente que, apenas agora, mais de 6 anos após a introdução em RT da possibilidade do CURG se aprovisionar em mercado, exista uma situação de emergência que fundamente a necessidade de uma revisão regulamentar extraordinária e com este grau de emergência – a ERSE apenas concedeu 10 dias para comentários.

Assim, a base para o lançamento desta consulta, neste momento e com este caráter de urgência, parece resultar da se conceder uma relevância especialmente significativa à situação presente que se carateriza por um diferencial importante entre os preços dos contratos *take-or-pay* e os verificados no MIBGAS. Contudo, como a própria ERSE reconhece, esta diferença é também resultado do desfasamento temporal induzido pelo mecanismo de indexação destes contratos, não podendo, de modo algum, ser considerado como estrutural ou permanente, como aliás se verifica nas séries históricas de preços apresentadas na proposta.

Note-se, em particular a Figura 3-3 do Documento Justificativo da ERSE: no período de Set2017-Dez2018, mesmo sem a correção associada às tarifas de acesso que faria aumentar o preço do MIBGAS para uma base comparável com os contratos *take-or-pay*, conforme discutido no ponto 4 destes Comentários, o preço médio do GN resultante destes últimos foi sempre inferior ao do MIBGAS. Ou seja, não existe uma situação estrutural de diferença, sendo que os contratos *take-or-pay* até não apresentam picos de preços como o verificado no início de 2017 que é bem patente na mesma Figura 3-3.

Ou seja, a motivação para a presente proposta parece ser apenas conjuntural, aproveitando um momento muito especial dos mercados energéticos, e que é especialmente potenciado pela situação de crise epidemiológica e pelo excesso de oferta verificado.

Deste modo, para lá das questões de desequilíbrio concorrencial que a proposta induz e que são mais detalhadamente discutidos nos pontos seguintes, consideramos que a oportunidade da proposta não é justificada, cria expetativas desajustadas para os consumidores e, muito provavelmente, os seus pressupostos serão desmentidos no curto prazo, desde logo a partir do momento em que a indexação dos contratos *take-or-pay* começar a incorporar a baixa dos preços do petróleo verificada nos últimos meses. Aliás, nos próximos 6 meses, com a provável inversão da evolução dos preços do petróleo que já está a ser sentida, observar-se-á uma situação inversa da que agora é apresentada e parece motivar a revisão: durante o período inicial de desfasamento, a TE, se calculada com base nos *take-or-pay*, estará até abaixo dos preços do MIBGAS, com efeito simétrico do atual, em benefício para os consumidores.

3. Equilíbrio Concorrencial

Consideramos como especialmente negativo na proposta as condições que se criariam para aprovisionamento do CURG, concedendo a este agente – estritamente regulado, frisamos – uma flexibilidade que nenhum agente em regime de mercado poderá aspirar, sem incorrer em custos incomportáveis para a sua atividade.

Num primeiro ponto, consideramos necessário frisar o nosso entendimento de que a natureza de "comercializador de último recurso" atribuída quer ao CURG, quer aos CURRs, só pode ser entendida como não sendo exercida em regime de mercado. A atividade CUR, como prevista na regulamentação europeia, destina-se a situações de exceção e assim, a existência de tarifas reguladas não pode condicionar a formação das ofertas em mercado livre, em que os comercializadores assumem posições e risco por sua conta.

Na medida em que a proposta permitiria que o CURG, aparentemente sem limitações de volume e/ou períodos de contratação, verificasse em cada momento o "melhor preço em mercado", mantendo sempre a possibilidade de referência aos contratos *take-or-pay* da GGN, seriam concedidos ao CURG condições de flexibilidade únicas e irrepetíveis em mercado, sem custos adicionais ou risco de aprovisionamento.

Deste modo, necessariamente, as TTVCF teriam um potencial de competitividade praticamente imbatível, desvirtuador do mercado e atentatório da concorrência.

> Neste ponto, pergunta-se qual o sentimento de um cliente que tivesse exercido o seu direito de opção pelo mercado livre, e que observasse agora que, injustificadamente, tivessem sido concedidas condições ao mercado regulado não igualáveis pelos agentes em regime de mercado?

Considerando que, numa lógica de operador regulado sem criação de margem comercial, o CURG estará sempre protegido pela recuperação dos custos incorridos por incorporação destes nas tarifas, conclui-se que a metodologia proposta prejudicaria gravemente o equilíbrio do mercado, colocando em causa os esforços realizados pelos diferentes *stakeholders* na liberalização, cujo sucesso é inegável, observando-se que mais de 95% do consumo e de 80% dos clientes migraram para o regime de mercado.

Numa última nota, a proposta também é marcada negativamente pelas sugestões da ERSE de que a manutenção das TTVCF em níveis reduzidos induziria uma baixa de preços no regime de mercado. Seria inaceitável que os CURs fossem utilizados como *arma de arremesso* contra os comercializadores, especialmente atendendo às condições anticoncorrenciais em que as tarifas reguladas passariam a ser estabelecidas.[2]

2 Neste ponto, fazemos referência ao nosso comentário negativo à Proposta de Tarifário para o AG2020-21 quanto à expetativa então anunciada pela ERSE de que "a variação proposta para as TTVCF tenha correspondência nas ofertas comerciais em regime de mercado".

4. As comparações MIBGAS vs. Contratos *take-or-pay*

A ERSE sustenta a proposta e o potencial menor custo de aprovisionamento por parte do CURG, realizando análises comparativas do preço do GN implícito dos contratos *take-or-pay* da GGN, aos preços observados no MIBGAS. Contudo, esta análise é simplista e incompleta, conduzindo finalmente a resultados erróneos e distorcidos.

Neste momento, a aquisição no MIBGAS apenas permite entregas físicas em Espanha. Deste modo, um agente que pretenda colocar GN em Portugal a partir de aquisições no MIBGAS terá de contratar transporte até à fronteira portuguesa, suportando as correspondentes tarifas de acesso. Contudo, é a própria ERSE que assume que as comparações de preços apresentadas não incorporam estas tarifas, o que retira de imediato significância aos resultados.

Mas o efeito anterior é ainda amplificado pelo facto da proposta não discutir/assumir que a própria estratégia de aprovisionamento dos agentes impacta o nível tarifário de acesso a suportar:

i. O Documento Justificativo sugere que o CURG assumiria uma estratégia "oportunista" por verificação dos preços diários no MIBGAS;

ii. Corresponde o anterior a uma contratação de capacidade, também ela diária, seja em "*Within Day*", ou "*Day Ahead*", a que são aplicáveis multiplicadores até 3x da Tarifa Anual?

iii. Ou pretende-se que o CURG assuma uma contratação de capacidade de mais longo prazo, com tarifas unitárias menores, mas com a assunção de custos fixos que, eventualmente, não serão justificados por falta de oportunidades de compra de GN?

iv. Por outro lado, em que momento é feita a comparação com os preços dos contratos *take-or-pay* ? Basta considerar o impacto que a variação da taxa EUR/USD terá nas faturas mensais respetivas, ou o efeito que alguma modificação no programa de cargas de GNL num trimestre poderá ter no preço médio, para se concluir da complexidade associada a essa verificação;

v. Ou seja, uma comparação simples do "preço da molécula" verificado num dado dia no MIBGAS com o preço estimado para a média dos contratos *take-or-pay* não é apenas inadequada; é objetivamente errada.

Não será necessário explicitar que as questões anteriores – e nem se assume a possibilidade de congestionamentos para os produtos WD ou DA com acréscimo adicional de custos – são aquelas com que os agentes de mercado se confrontam na gestão do encontro dos seus contratos de aprovisionamento e de venda a clientes, não se resumindo a sua operação a meros encontros de oferta/procura da *commodity* na plataforma negocial.

Contudo, do modo como a proposta é apresentada, ficam fundadas dúvidas se estas questões fulcrais para as operações de mercado por parte dos agentes, que também se aplicariam ao CURG – e, novamente, nem se discute aqui se faz algum sentido um operador regulado como o CURG ser ativo em mercado – foram consideradas, quer em termos da possibilidade da empresa gerir estes riscos, quer dos custos associados.

5. Insuficiências e Omissões da Proposta

Do apresentado anteriormente, cremos que terão ficado claros os motivos que levam a Galp a considerar a proposta como inadequada e inaplicável de um modo não destorcedor do mercado.

No entanto, consideramos ser necessário apontar fragilidades evidentes da proposta que, em qualquer caso, obrigariam a uma reformulação/completação dos seus termos que inviabilizam, pela complexidade dos assuntos em causa, uma implementação no curto prazo.

Deste modo, e sem limitação, notamos:

i. Estrutura e Custos do CURG

No enquadramento regulatório atual, o CURG opera fundamentalmente como um intermediário entre a GGN e os CURRs, garantindo em condições reguladas e auditadas o repasse dos custos associados aos contratos *take-or-pay* que são incorporados pela ERSE na definição das TTVCF. Os custos associados (por ex. contratação de capacidade, constituição de reservas de segurança, gestão contratual de compras e vendas e acessos) são computados nos "Outros Custos" também eles aprovados pela ERSE e incluídos no custo do GN.

A única atividade própria do CURG, com custos regulados associados, é a respeitante à atividade de GL-UAG, totalmente alheia ao aprovisionamento.

A partir do momento em que o CURG exerça separadamente uma atividade de agente de mercado[3], teria de assumir as competências respetivas, bem como os custos associados, os quais não poderão deixar de ser considerados para efeitos tarifários, de modo a manter o equilíbrio económico-financeiro da empresa.

Apenas a título de exemplo, nota-se o registo e prestação de garantias no MIBGAS, contratação dos acessos à Enagás e à REN, encargos de desbalanceamentos nas redes, que atualmente são diluídos nos contratos equivalentes da GGN que, por serem de muito maior dimensão, amortecem os custos gerados.

De algum modo, a ERSE avaliou esta mudança de paradigma e o aumento de custos gerado?

[3] Seja com meios próprios, seja por contratação destes serviços a terceiros.

ii. Contratos de Compra e Venda de Gás

Como referido, o CURG relaciona-se com a GGN e com os CURR, em condições aprovadas pela ERSE. No entanto, uma operação em "regime de mercado" pelo CURG nos moldes previstos teria consequências que não poderiam deixar de ser vertidas nas condições contratuais vigentes:

- No que respeita à GGN, o contrato atual que envolve programações anuais, passaria, na prática, a um contrato de *backup*, sem qualquer obrigação de levantamentos. Esta flexibilidade não tem paralelo em contratos grossistas e representaria uma obrigação para a GGN que não pode ser assumida estar disponível a "custo zero". Não se poderá pretender que algum importador possa manter em *hold* quantidades até 1 TWh, sem um mínimo de garantias de levantamento por parte dos seus clientes, face à necessidade de gestão antecipada das suas próprias obrigações nos contratos *take-or-pay* a montante;
- Quanto aos CURR, o CURG passaria a ser responsável pelas suas programações na rede de transporte, resultado das previsões apresentadas pelos CURR. O enquadramento atual, de novo suportado por contratos de grande dimensão, permite acomodar as variações observadas, o que cessará com a necessidade de gestão de carteira CUR separadamente. Poderá assim o CURG repassar os custos de desbalanceamento provocados por estimativas inadequadas dos CURR? Nada nos contratos existentes o prevê.

iii. Repercussão dos Ganhos e Perdas

Pelo anteriormente exposto, a que acresce a própria experiência do grupo nos mercados energéticos, compreender-se-á que a Galp não subscreva o conceito subjacente à proposta, de que o CURG conseguiria, praticamente em todos os momentos, o "melhor preço" no mercado, mesmo com as condições únicas de compra de GN que a proposta pretende conferir a este agente.

Pelo contrário, antecipamos que existirá sempre uma probabilidade não negligenciável de desvio às previsões; aliás, essa é a própria natureza do mercado e, também por isso, consideramos inadequado que uma entidade estritamente regulada opere em mercado em concorrência direta com os comercializadores livres, pela sua posição fundamentalmente diferente face ao risco.

A análise da proposta, contudo, não permite identificar como serão tratados os desvios aos proveitos e custos associados às atividades em "regime de mercado do CURG". Consideramos que esta questão deveria ser objeto de tratamento transparente, não sendo admissível, por exemplo, que eventuais ganhos fossem alocados pelos clientes que se mantivessem nos CURR, enquanto que a recuperação de perdas fosse socializada pela UGS-II (desvio do custo de energia), ie. suportados pelos clientes em mercado livre. Esta última hipótese configuraria uma discriminação inaceitável contra os consumidores que tivessem já exercido o seu direito de opção para o regime de mercado, que se veriam assim "enganados" nas suas expetativas.

Numa nota adicional, como o mecanismo propõe que os acertos sejam realizados em sede de Ajustamentos (ie. no 2º ano seguinte), o efeito anterior poderia ainda ser agravado, caso a saída de clientes dos CURR no período intermédio fosse significativa, o que mais reforça a necessidade de clareza e transparência nesta questão.