

Assunto – Consulta Pública para Revisão dos Regulamentos do Gás Natural

Exmo. Sr. Presidente da ERSE,

A EFET¹, através do seu *Iberian Gas Group*, agradece a oportunidade de se pronunciar sobre a Consulta Pública para revisão dos Regulamentos do Sistema Nacional de Gás Natural em Portugal (SNGN), lançada pela ERSE.

Enquanto associação representativa de entidades com atividade particularmente relevante no mercado grossista de gás natural, os nossos comentários dirigem-se em particular aos pontos da proposta de revisão que impactam este segmento, sem prejuízo de comentários particulares apresentados pelos nossos associados, no que concerne ao funcionamento dos mercados retalhistas.

Numa primeira nota fundamental, consideramos de evidenciar o nosso entendimento sobre a necessidade da regulamentação setorial aplicada na Península Ibérica tender para a harmonização nos dois países, na lógica de construção do MIBGAS. A construção de um mercado único ibérico, bem como a sua ligação efetiva aos mercados do Norte da Europa, apenas será possível com esta integração, sob o que se manterão sempre limitações à criação de um mercado líquido e competitivo.

No sentido do anterior, um comentário imediato resulta de, em alguns pontos, a ERSE ter proposto soluções não apenas diversas das que estão já em implementação em Espanha, como afastando-se de possibilidades de aplicação mais simples estabelecidas nos próprios Regulamentos Europeus. A título de exemplo, detalhadas na continuação, referimos as questões associadas aos Encargos de Neutralidade e Compras/Vendas de Gás Natural realizadas pelo ORT para efeitos de Balanço.

Consideramos assim que as alterações a implementar deverão privilegiar a harmonização regulatória no espaço ibérico, sem esquecer os princípios de estabilidade e previsibilidade fundamentais aos processos de tomada de decisão pelos agentes de mercado, bem como o desejável alinhamento com a regulamentação estabelecida nos restantes países europeus.

Apresentamos em anexo os comentários particulares aos pontos que considerámos de maior relevância.

¹ A EFET (*European Federation of Energy Traders*) tem por objetivo a facilitação do comércio de energia no espaço europeu, através da promoção de mercados grossistas líquidos, abertos, transparentes e sustentáveis, não limitados por fronteiras nacionais ou outras. A EFET representa mais de 100 empresas de energia, ativas em mais de 27 países europeus. Para mais informações consulte o nosso site em www.eft.org.



De todo o modo, aproveitando a experiência que os seus associados já adquiriram no funcionamento de mercados mais maduros, a EFET desde já se disponibiliza para colaborar com a ERSE no desenvolvimento da subregulamentação que se tornará necessária, em particular na adaptação ao mercado português das disposições legais europeias, como explicitado na proposta regulamentar.

Na expectativa de uma profícua colaboração, apresentamos os melhores cumprimentos,

1. **Balancing Network Code – Código de Balanço** (Regulamento EU nº312/2014, da Comissão, de 26 de Março)

Desde logo, registamos a decisão da entidade reguladora pela adoção da variante 2 do modelo de fornecimento de informações (“variante 2”), que assenta no facto de as informações sobre consumos com medição não diária serem previsões do dia anterior, nos termos estabelecidos no Regulamento (EU).

Entendendo as razões apresentadas pela entidade reguladora para a adoção desta solução, designadamente a menor disrupção face ao modelo atual, salienta-se que esta opção distingue-se da adotada para o sistema espanhol, que optou pelo “caso base”.

Por outro lado, a adoção da variante 2 acima referida, tem desde logo como implicação direta, nos termos previstos no Código de Balanço, que os agentes que utilizarem as previsões estabelecidas pelos operadores para as suas nomeações de utilização de rede, relativamente aos seus clientes não teledivididos, não poderão ser penalizados por desbalanceamento.

Por outro lado, não é claro na proposta de revisão regulamentar apresentada pela ERSE, qual o custo a aplicar a estes comercializadores sempre que tenham de repor no sistema o gás efetivamente consumido pelos seus clientes, à medida que foram sendo recebidas leituras, devendo ser clarificado se será aplicado um preço de mercado ou se estes agentes poderão optar por repor essas quantidades com recurso a gás próprio.

Aliás, as regras de reposição de gás natural, resultante das diferenças entre estimativas e leituras reais, deverão ser aplicáveis a todos os comercializadores, independentemente da sua dimensão ou tipologia de clientes, devendo ser claro não só o preço aplicável como acima mencionado mas também o período de tempo permitido para essa reposição.

Apesar de ser referido que estas questões serão estabelecidas em subregulamentação a definir posteriormente, consideramos que pela sua importância estas propostas devem ser conhecidas o quanto antes e sujeitas ao mesmo tipo de audição prévia pelos *stakeholders*.

Para os comercializadores sujeitos a regras de balanceamento diário, e tendo em conta as questões colocadas na revisão regulamentar, consideramos que a possibilidade de poderem adquirir serviços de balanceamento, designadamente de *linepack*, pode ser uma mais valia tendo em conta a flexibilidade que lhes está associada.

No que respeita aos encargos de neutralidade, consideramos fundamental que se apliquem os princípios considerados no Código de Balanço, designadamente que os custos gerados sejam repassados diretamente aos agentes que os geraram, de forma não discriminatória. Adicionalmente, é também fundamental que estes custos sejam aplicados aos respetivos comercializadores no curto prazo, para que seja simples, claro e transparente identificar os desvios que os provocaram.

Neste contexto, e tendo em consideração, por um lado, que a opção pela variante 2 acima referida, isenta os pequenos comercializadores deste processo de apuramento de desbalanceamentos diários, e, por outro lado, o alinhamento com a solução adotada em Espanha para o repasse dos encargos de neutralidade, consideramos que a solução que melhor reflete os objetivos desejáveis é a identificada na proposta de revisão regulamentar como “Modelo 2”.

Finalmente, no que respeita aos custos e receitas de encargos de compensação diária e encargos intradiários em que o operador da rede de transporte possa incorrer, concordamos com o princípio de garantir que os mesmos ocorrem em condições eficientes, tal como previsto no Código de Balanço. No entanto, consideramos também que estas regras de eficiência devem ser claramente definidas *ex-ante*, de forma a garantir um quadro claro de atuação para o operador da rede de transporte/gestor técnico do sistema, sendo que todo o gás comprado ou vendido neste contexto em mercado organizado deve ser considerado como parte de uma atuação eficiente do ORT/GTG.

2. Estabilidade Regulatória – Duração do Período Regulatório e Contratação de Capacidade de Longo Prazo

É colocada à consideração dos participantes no mercado a realização de contratos por períodos superiores a um ano, possibilidade que existe em Espanha, mas que por si só parece algo insuficiente na criação de um ambiente regulatório previsível e estável.

No quadro regulamentar atual, com fixação anual de tarifas e duração de períodos regulatórios de apenas 3 anos (em Espanha serão 6 anos, pelo que também aqui se perseguiria a desejável harmonização regulatória), considera-se que deveria ser discutida a possibilidade de alargamento do período regulatório, com fixação de tarifas de acesso por períodos mais alargados, com o que a atratividade de tarifários de longo prazo poderia ser interessante para os agentes de mercado, e para o próprio SNGN, em termos de previsibilidade de receitas. Numa nota adicional, sugere-se a harmonização do calendário de aprovação do tarifário, dada a aplicação a partir de Outubro próximo do “ano de capacidade” para efeitos de contratação de reserva. Deste modo, no lugar do Julho(n)-Junho(n+1) atual, dever-se-iam aprovar as tarifas também para o período de reserva de capacidade.

3. Estrutura Tarifária – Produtos de Curto Prazo

Como reconhecido pela ERSE no Documento Justificativo das alterações ao regulamento tarifário, o SNGN caracteriza-se por uma incerteza relevante da procura, em especial no que concerne ao mercado para produção de energia elétrica, anteriormente um dos principais motores do consumo de gás natural em Portugal. É igualmente identificado (e consensual entre os agentes) que a estrutura rígida de contratação dos acessos, cria uma pressão tarifária que retira a competitividade a estes clientes, na definição da ordem de mérito das centrais.

De modo a criar condições que permitissem aumentar essa competitividade e em linha com o estabelecido nos Regulamentos Europeus relevantes (CAM e CMP), a ERSE propõe agora a criação de produtos tarifários de curto prazo (diários e intradiários), os quais mesmo sendo naturalmente afetados por fatores multiplicativos face à tarifa base anual, configuram condições mais atrativas para clientes despacháveis em prazos curtos, para operações limitadas no tempo.

No que representa de incentivo ao aumento de consumos e veiculação de gás nas redes, consideramos que a proposta tem méritos, sem prejuízo de no momento de apresentação dos Parâmetros Regulatórios quantitativos para aplicação no próximo período regulatório, os mesmos deverem ser objeto de fundamentação detalhada.

Consideramos importante salientar que, não estando claro na proposta de revisão regulamentar se a escolha de uma das opções tarifárias continuará a ser vinculante por um período de 12 meses, seria fundamental evoluir para um período de vinculação mais curto, idealmente o mensal, de forma a que rapidamente, e no caso específico das centrais de ciclo combinado, estas se pudessem adaptar às condições de mercado.

Finalmente, da proposta não resulta claro se será permitido o “empilhamento” de contratos de duração diferente num mesmo ponto de entrega. Esta possibilidade, existente em Espanha notamos, seria consequente com a criação destes produtos de curto prazo, e conferiria uma flexibilidade interessante aos clientes, pelo que recomendamos a sua adoção.

4. Mecanismos de Trocas Reguladas (*Swaps*)

A estrutura tarifária do terminal de GNL de Sines é penalizadora para os utilizadores de menor dimensão, pois os custos médios de armazenamento para perfis de regaseificação por longos períodos de tempo são muito elevados face aos maiores utilizadores. Esta questão tem sido apontada à ERSE pelos utilizadores, sem que o Regulador tenha até ao momento desenvolvido novos produtos adequados para esta situação.

A criação do mecanismos de trocas reguladas, em que o incumbente deve entrar em *swaps* com outros agentes, permitindo-lhes usufruir do seu custo médio de armazenamento, não tem tido sucesso, desde logo pela criação de uma figura ímpar nos mercados (“*swap* regulado”) com condições de aplicação necessariamente muito rígidas, sendo esta operação pelo contrário – e o mercado espanhol será o melhor exemplo – um instrumento de mercado, caracterizado por negociações bilaterais conduzidas livremente pelos agentes.

No enquadramento anterior, são permitidas dúvidas se será pela modificação dos limiares quantitativos do negócio (de 2 TWh/a para 1 TWh/ano, cuja base de definição não é clarificada, que este mecanismo passará a ser aplicado. Consideramos antes que deverá ser incentivada a livre negociação, eliminando barreiras burocráticas e de tarifário que limitam as opções dos agentes de mercado.

Neste enquadramento, e reconhecendo a criticidade do tema, até pela necessidade de garantir a suficiência de proveitos dos operadores, sugere-se antes que previamente ao início do novo período regulatório, a ERSE, envolvendo os stakeholders relevantes – agentes e operadores-, analise e coloque em consulta mecanismos adicionais que permitam assegurar uma prática tarifária que homogeneize os custos de utilização entre os diversos utilizadores, sem prejudicar uma gestão equilibrada dos stocks de GNL.

5. Mudança de Comercializador e Gestão da Dívida

Reconhece-se a atenção dispensada pela ERSE a esta questão na Consulta Pública, que tem claramente prejudicado o desenvolvimento do mercado, dada a tendência de crescimento da dívida vencida, sendo que a liberdade de mudança de comercializador – não contestada por si mesma pelo EFET – para ela tem contribuído (o fenómeno da “última fatura”). Será por si mesmo evidente, que uma situação de incumprimento acaba por prejudicar os clientes cumpridores, devendo-se tomar decisões que finalmente protejam estes e o próprio funcionamento do mercado.

A proposta avançada de se criar um mecanismo voluntário de adesão, em que de cobrança da última fatura do comercializador cessante é realizada pelo novo comercializador foi proposta também no momento da revisão regulamentar do Sistema Elétrico. Sucede que o mesmo ainda está por implementar por questões de difícil resolução prática, em particular as resultantes da partilha de informações contratuais e comerciais, bem como dos dados pessoais dos clientes, entre agentes de mercado, e da falta de clareza na definição dos fluxos financeiros. Acresce ao anterior, que serão sempre necessários desenvolvimentos importantes nos sistemas de informação dos comercializadores, pelo que se antecipa que também no SNGN a exequibilidade da aplicação deste mecanismo seja reduzida.

Em contrapartida, deixa-se a sugestão de que os mecanismos existentes para defesa dos CURRs; aliás, agora alargados com a possibilidade de interrupção de fornecimento após mudança no caso de dívida corrente passar a vencida, poderiam passar a estar disponíveis aos comercializadores em regime de mercado. Esta disposição criaria um *level playing field* e parecer-nos mais conformes ao princípio de não-discriminação que deve nortear uma regulação equilibrada e eficaz.

Propõe-se ainda, como instrumento dissuasor do crescimento da dívida, que a verificação de uma situação de incumprimento de pagamento, traduzida na emissão do aviso de interrupção de fornecimento pelo comercializado, inibisse o CUI respetivo para a mudança. Objetivamente, não se entra na esfera dos direitos contratuais, pois o incumprimento das mesmas já ocorreu pelo cliente. Com esta medida, de implementação possível sobre o modelo de dados existente, prevenir-se-ia a perpetuação de atuação do cliente repetidamente relapso.