



Consulta pública n. °107:
Medidas Extraordinárias no Âmbito do SNG

DOCUMENTO DE COMENTÁRIOS

EDP, S.A.

8 de abril de 2022

Índice

1. Enquadramento.....	3
2. Comentários Gerais	4
2.1. Mecanismos de contratualização de gás natural.....	5
2.1.1. Mecanismo regulado de venda de gás natural.....	5
2.1.2. Mecanismo de estabilização da procura.....	8
2.2. Medidas relativas a desenho e desenvolvimento do mercado.....	9
2.2.1. Novas figuras de operador dominante e criador de mercado.....	9
2.2.2. Modelo de funcionamento do mercado à vista e alocação de capacidade na interligação.....	12
2.2.3. Funcionamento do mercado e gestão de desequilíbrios	12

1. Enquadramento

A escalada de preços que se tem vindo a verificar nos mercados grossistas de eletricidade e gás natural a nível nacional, ibérico e europeu desde meados de 2021, recentemente exacerbada pela guerra na Ucrânia, afeta a operação de agentes comercializadores no mercado de energia e impacta negativamente os clientes finais.

A 2 de novembro de 2021, com a publicação do Regulamento n.º 951/2021, tendo por base as dificuldades de solvência e liquidez sentidas pelos agentes comercializadores, a ERSE introduziu um conjunto de medidas extraordinárias, a aplicar ao Sistema Elétrico Nacional (SEN) e ao Sistema Nacional de Gás (SNG), que permitiram dotar o funcionamento dos mercados de elementos de flexibilidade adicional, dissipando assim parte da pressão que se verificava.

Na consulta pública em análise, a Entidade Reguladora do Setor Energético (ERSE) refere que, apesar das medidas introduzidas no Regulamento n.º 951/2021, subsistem lacunas no setor do gás natural que importa analisar. Neste setor verifica-se um conjunto de fatores que, na opinião da ERSE, o tornam menos eficiente quando comparado com o setor elétrico, nomeadamente:

- a) Alguns instrumentos regulatórios previstos no setor do gás natural possuem uma maturidade e experiência efetiva inferior;
- b) O mercado organizado para o gás natural em Portugal – MIBGAS - tem menor alcance enquanto sinal de preço e liquidez para a concretização de transações de aprovisionamento de gás natural;
- c) A existência de ferramentas de cobertura dos riscos de preço e aprovisionamento de gás natural ao dispor dos agentes comercializadores é potencialmente mais impactante neste setor derivado da homogeneidade do *sourcing* de gás natural (não existem várias tecnologias que podem limitar o preço como no SEN), aliada à estrutura de consumos mais concentrada em segmentos industriais e empresariais e ao maior poder para substituir o gás por outra fonte energética;

Assim, a entidade reguladora coloca em discussão um conjunto de medidas adicionais de curto, médio e mais longo prazo, tendo em vista a otimização do funcionamento e redução dos riscos operacionais e sistémicos do mercado de gás natural face à atual conjuntura.

A ERSE salienta que as medidas propostas não configuram um acréscimo de riscos ou encargos para os consumidores de gás natural.

Num contexto mais generalizado, importa salientar que a adoção de medidas para fazer face ao aumento dos preços dos mercados grossistas de energia não é limitada a um contexto nacional ou ibérico.

A 13 de outubro de 2021, a Comissão Europeia (CE) apresentou uma “toolbox” com medidas de curto e médio prazo, passíveis de serem adotadas pelos Estados-Membros ou União Europeia (UE), que incluíam: apoios a consumidores residenciais, ajuda estatal a empresas, reduções de impostos temporárias a aplicar a clientes vulneráveis, aumento da cooperação e supervisão dos mercados a nível europeu, apoio ao investimento em energias renováveis, análise de medidas para otimizar o armazenamento de energia, análise de medidas a aplicar à compra de reservas de gás e revisão do desenho do mercado de eletricidade.

Mais recentemente, após o despoletar da guerra na Ucrânia, a CE propôs, a 8 de março de 2022, um plano denominado “REPowerEU”, que visa tornar a Europa independente dos combustíveis fósseis provenientes da Rússia até 2030, começando pelo gás. Neste documento, são propostas medidas adicionais que confirmam a possibilidade de regular preços em circunstâncias excecionais, aplicar medidas fiscais para redistribuir ganhos excessivos que se possam verificar em empresas do setor energético, apoiar empresas que enfrentem custos de energia elevados e analisar opções que possam otimizar o desenho e funcionamento do mercado elétrico.

Assim, qualquer medida proposta deve ser analisada num contexto holístico, devidamente enquadrado com as diretivas e regulamentação europeia e legislação nacional.

A EDP agradece a oportunidade e apresenta de seguida os seus comentários, esperando contribuir de forma positiva para esta consulta pública, e manifestando, desde já, plena disponibilidade para quaisquer esclarecimentos que a ERSE entenda convenientes.

2. Comentários Gerais

Como comentário geral, **a EDP reconhece positivamente o esforço da ERSE em despoletar a discussão pública relativa a medidas com vista a responder à atual conjuntura de preços de energia. Também não podemos deixar de salientar desde já que qualquer medida deverá ser abordada de uma forma holística, devidamente enquadrada com a regulamentação europeia e analisada tendo em conta os mercados europeus e possíveis medidas que possam vir a ser adotadas a nível legislativo.**

A este propósito, no dia 23 de março de 2022, a CE emitiu um comunicado sobre a adoção do Quadro Temporário de Crise para permitir aos Estados-Membros utilizar a flexibilidade prevista nas regras em matéria de auxílios estatais para apoiar a economia no contexto da invasão da Ucrânia pela Rússia, onde prevê um conjunto de auxílios, de entre os quais, auxílios para compensar os elevados preços da energia.

Adicionalmente, é referido que o Quadro Temporário de Crise ajudará a orientar o apoio à economia, **limitando, ao mesmo tempo, as consequências negativas para as condições de concorrência equitativas no mercado único.**

2.1. Mecanismos de contratualização de gás natural

A ERSE propõe dois mecanismos de contratualização de gás natural, nomeadamente um mecanismo regulado de venda de gás e um mecanismo de estabilização da procura, com o objetivo de fomentar a concorrência no mercado de gás natural e assegurar estabilidade da procura de gás natural, respetivamente.

2.1.1. Mecanismo regulado de venda de gás natural

O mecanismo regulado de venda de gás natural caracteriza-se por:

- ✓ Implementar um mecanismo de contratação regulado de gás natural, nos termos do artigo 268.º do RRC, destinado a consagrar o abastecimento de fornecimentos supletivos diretos ou indiretos.
- ✓ Neste mecanismo as quantidades a serem colocadas em leilão proveem da cativação antecipada de volumes no âmbito de fornecimentos supletivos ou da libertação de volumes que não estejam adstritos ao fornecimento dos comercializadores de último recurso retalhistas (CURr).
- ✓ Os ganhos potenciais da negociação destes volumes não estariam sujeitos ao pagamento da CESE (Contribuição Extraordinária sobre o Setor Energético) - medida a aprovar através de uma alteração legislativa.
- ✓ Os participantes elegíveis seriam apenas os comercializadores de gás natural (com eventuais restrições associadas à quota de mercado respetiva) ou apenas os consumidores finais (constituídos como agentes de mercado ou em regime híbrido a definir). As centrais de ciclo combinado estão excluídas por poderem refletir os preços do gás natural na sua oferta a mercado.

- ✓ O preço de reserva seria definido pela ERSE, sendo objeto de um desconto face ao preço de mercado *Title Transfer Facility* (TTF).

Relativamente a este mecanismo importa salientar que os contratos de longo prazo em regime de *take or pay* (ToP)¹, da titularidade do Comercializador do Sistema Nacional de Gás, devem garantir o fornecimento do consumo do mercado regulado. Desta forma, o titular destes contratos tem como obrigação garantir que o comercializador de último recurso grossista (CURg) dispõe de volumes que satisfaçam as carteiras comerciais dos CURr.

Neste contexto, **a EDP entende que o fornecimento ao mercado regulado está garantido através dos referidos contratos de ToP, mesmo na situação em que os comercializadores em regime livre venham a solicitar o fornecimento supletivo preventivo**, previsto no âmbito do Regulamento n.º 951/2021. Assim, face à eventual insolvência de um agente comercializador, o cliente tem sempre a hipótese de aceder a contratos de abastecimento do mercado regulado. Este mecanismo, atualmente em efeito, limita os impactos adversos e riscos de natureza sistémica para todos os operadores da saída desordenada de consumos ou de agentes comercializadores.

O mecanismo regulado ora proposto, pressupõe, por um lado, **cativar volumes de gás antecipadamente, tendo por base uma eventual necessidade futura**, sem a certeza de que a mesma se venha a efetivar, e por outro lado, a libertação de volumes de gás não adstritos ao mercado regulado, de forma a beneficiar alguns comercializadores ou clientes finais.

A EDP entende que o atual enquadramento regulatório, conforme acima indicado, já protege todos os clientes do mercado regulado e aqueles que venham a necessitar de fornecimento supletivo. Ainda assim, e no caso de a ERSE entender avançar com a implementação deste mecanismo, se o mesmo for aplicado apenas a alguns comercializadores de gás natural, não estará em linha com as orientações da CE quanto a condições de concorrência equitativas em mercado. Neste particular, o mecanismo proposto introduz condições anti concorrenciais, criando fortes distorções de mercado e situações discriminatórias entre agentes, deturpando assim o seu

¹ Contratos celebrados antes da entrada em vigor da Diretiva n.º 2003/55/CE, do Parlamento e do Conselho, de 26 de junho, nos termos definidos no Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto

funcionamento e pondo em causa a sua integridade. Note-se, aliás, que ao longo dos últimos anos, os contratos de longo-prazo com características semelhantes aos dos contratos objeto deste mecanismo, foram sendo terminados ou renegociados, havendo ao dia de hoje um alinhamento entre os preços de aprovisionamento e os registados em mercados organizados (*hubs*). Esta situação implica que os contratos objeto deste mecanismo têm condições de preço mais favoráveis do que aquelas que se conseguem obter atualmente no mercado.

Pelo exposto, a EDP demonstra grande preocupação com a proposta ora apresentada para o regime regulado de venda de gás, desaconselhando desde já a sua implementação, que terá obrigatoriamente um forte impacto na dinâmica concorrencial do mercado.

No caso dos clientes finais, em especial os industriais, as medidas anunciadas pela CE já preveem apoios mais diretos por via de auxílios estatais.

Por outro lado, tal como referido pela ERSE, reconhecemos que nas atuais circunstâncias, com os preços associados a estes contratos ToP, existem potenciais ganhos de negociação, por estes se encontrarem abaixo dos preços atualmente verificados nos mercados organizados europeus (importa salientar que estes ganhos estariam sujeitos à aplicação da CESE no setor do gás). Em verdade, **os contratos em causa são detidos pela empresa titular, sendo esta responsável por gerir o risco de preço inerente ao comportamento dos mercados internacionais e o risco de volume inerente ao comportamento do mercado regulado nacional**, pelo que, nas condições atuais, se verifica um *upside*. No entanto, realçamos que em cenários onde o preço nos mercados europeus seja inferior, aliado a uma redução do número de clientes no mercado regulado, poderá potencialmente ocorrer um *downside* para a empresa titular.

Neste contexto, **a EDP defende que o agente de mercado detentor dos contratos ToP, na medida em que é responsável por efetuar a gestão do risco de preço e volume inerente aos contratos per se e ao abastecimento do mercado regulado, deveria também obter os ganhos ou perdas decorrentes deste posicionamento.**

Assim, a EDP defende que, em linha com as orientações europeias publicadas na “*toolbox*” de 13 de outubro de 2021 e, mais recentemente, no “*REPowerEU*” e no “*Quadro Temporário de Crise*”, os apoios a clientes vulneráveis ou empresas que enfrentem custos de energia elevados devem ser efetuados através de auxílios de EDP, S.A.

Estado, evitando adotar medidas que abram um precedente que prejudique a confiança no funcionamento do mercado.

2.1.2. Mecanismo de estabilização da procura

O mecanismo regulado de estabilização da procura caracteriza-se por:

- ✓ Mecanismo de estabilização da procura de gás natural, destinado a assegurar condições estáveis de consumo, através do preço de fornecimento a clientes finais.
- ✓ A contratação de gás natural seria feita através de um leilão com o formato de relógio descendente no desconto, com formação de um preço de fecho uniforme (marginalista).
- ✓ O preço de reserva seria dado pela expressão:
 - Preço Reserva = Preço esperado da aquisição do gás pelo CURg – (Dotação do mecanismo / Quantidade a colocar).

A origem da dotação inicial terá que ser definida no quadro regulamentar que rege a fixação de tarifas ou terá que provir de outras fontes de financiamento.

- ✓ As quantidades a serem colocadas em leilão devem ter em consideração o conjunto de clientes elegíveis, o período de entrega pretendido e o valor (materialidade) pretendido do desconto no preço de reserva.
- ✓ Na operacionalização do mecanismo, o CURg assume o papel de agente colocador de gás natural aos clientes habilitados a participar, sendo que poderá fazê-lo de duas formas: *trading* efetivo ou *trading* virtualizado. Na primeira, o CURg faz leilão para venda de quantidades de gás aos clientes habilitados, cujo preço de referência é o da entrega no VTP (*Virtual Trading Point*) e adquire as quantidades posteriormente em mercado. No segundo, o referencial de entrega é o próprio ponto de entrega do adjudicatário, por via de um *swap* virtual de entrega física ao cliente - tendo como intervenientes o comercializador que abastece o cliente e o próprio CURg.
- ✓ Os participantes elegíveis incluem os clientes que não tenham formas diretas de cobertura contra a subida de preço, o que exclui os centros electroprodutores e cogeneradores por estes terem a possibilidade de refletir o preço nas ofertas de venda de eletricidade.

Relativamente ao mecanismo de estabilização da procura, **a EDP alerta para o elevado risco, para o SNG, presente no modelo de trading efetivo, no qual o leilão é efetuado à priori, sendo depois efetuadas as compras para suprir o fornecimento adjudicado.** No contexto atual, a elevada volatilidade de preços deixaria o SNG exposto a potenciais *windfalls*, tanto positivos como negativos, que poderiam ser suscetíveis de gerar uma dívida no sistema, cuja dimensão é difícil de estimar, numa altura em que a utilização de gás natural para clientes residenciais e outras aplicações eletrificáveis terá tendência a ser descontinuada, reduzindo assim o universo de clientes responsáveis pelo pagamento de tarifas.

Por último, **a EDP defende que, em linha com as orientações europeias publicadas, os apoios a clientes vulneráveis e empresas que enfrentem custos de energia elevados devem ser efetuados através de auxílios de Estado, criados para o efeito.** Neste ponto salientamos a medida prevista no Quadro Temporário de Crise, que permite o apoio direto a empresas cuja atividade económica seja severamente impactada pelo aumento excessivo dos preços da energia.

2.2. Medidas relativas a desenho e desenvolvimento do mercado

Em relação ao desenho e desenvolvimento do mercado gasista, a ERSE propõe medidas com o objetivo de criar as condições que potenciem a liquidez de mercado e minimizem o risco de ocorrência de potenciais anomalias de mercado e que, por essa via, prejudiquem a confiança nos referenciais de mercado organizado e, com isso, a transparência global de mercado de gás natural, nomeadamente através i) da introdução das figuras de operador dominante (a legislar) e de criador de mercado, ii) da alocação de capacidade na interligação e iii) da definição da regra de apuramento do preço médio ponderado, para efeitos da valorização dos desequilíbrios.

2.2.1. Novas figuras de operador dominante e criador de mercado

No documento em consulta, a ERSE apresenta uma análise sobre a estrutura do mercado gasista nacional, tendo em conta as quotas de mercado dos vários agentes no que se refere à introdução de volumes na RNTG (Rede Nacional de Transporte de Gás), trocas realizadas no VTP e fornecimentos no mercado liberalizado por comercializador, concluindo que “o funcionamento do mercado português de gás natural observa, desde logo pela sua dimensão relativa e pela existência de indivisibilidades próprias à operação

no mercado, uma estrutura concentrada, tanto no segmento de retalho – em especial, no fornecimento aos segmentos industriais e empresariais -, como no próprio aprovisionamento para o mercado nacional”.

Assim, face ao grau de concentração quer no segmento grossista, quer no segmento retalhista, a ERSE considera a possibilidade de se introduzir o **conceito de operador dominante no mercado português**, de modo a poder de aí decorrerem medidas que fomentem a maior desconcentração de mercado. Para este efeito, a ERSE toma como referência o quadro legal em Espanha², onde se estabelece a definição e a operacionalização do conceito de **operador dominante**, que **deve assumir a função de criador de mercado obrigatório**.

Neste contexto, a ERSE põe em discussão a introdução do conceito de operador dominante no SNG, bem como do critério objetivo para a sua concretização, dando como exemplo o caso espanhol, em que a classificação de operador dominante é determinada pela quota de mercado superior a 10% na produção e fornecimento de gás natural, conduzindo à identificação de dois a três operadores dominantes em Portugal. Todavia, a ERSE refere que esta medida pode ser concretizada com um limiar distinto do que se adotou no país vizinho, ou, ainda, remeter-se a sua operacionalização para um critério coordenado de base regional.

Relativamente à estrutura do mercado gasista, importa referir que **o mercado de gás natural é um mercado ibérico**, tendo sido, aliás, um modelo desenhado entre as entidades reguladoras de Portugal e Espanha, após a assinatura do “Plano de Compatibilização da regulação do sector energético entre Espanha e Portugal”, a 8 de março de 2007.

O MIBGAS inicia a sua atividade a 16 de dezembro de 2015, apresentando desde então um forte desempenho, devido ao número crescente de agentes participantes (em 2021 havia 169 agentes ativos), alguns dos quais com presença retalhista em ambos os países. Faz-se notar que em 2021, o volume transacionado no MIBGAS foi de 77 TWh, o equivalente a 121% do consumo nacional e a 19% do consumo em Espanha, nesse mesmo ano.

² Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junho

Neste contexto, **a EDP entende que a aplicação do conceito de operador dominante deveria ter por base o mercado ibérico, considerando assim os operadores de ambos os países, para efeitos da identificação dos criadores de mercado obrigatórios.**

Por outro lado, **o conceito de operador dominante no âmbito da concorrência é definido como o agente capaz de operar, em grande medida, de forma independente dos outros intervenientes no mercado** (clientes, concorrentes, fornecedores) sem ter de tomar em consideração as suas reações de mercado ao tomar as suas decisões. Assim sendo, não é clara a relação entre o target de 10% estabelecido em Espanha e a definição de operador dominante suprarreferida, pelo que **a EDP salienta a necessidade de fundamentar a classificação de operadores dominantes com argumentos devidamente alinhados com a regulamentação da concorrência.**

Ainda respeitante à figura de criador de mercado obrigatório, a EDP alerta para o facto de esta impactar negativamente a perceção de risco regulatório, podendo traduzir-se na redução da atratividade de potenciais investimentos ou no incremento do *premium* exigido por potenciais investidores.

Não obstante, relativamente à figura de **criador de mercado voluntário, a EDP não identifica qualquer desvantagem**, na medida em que a sua constituição deverá ser objeto de contratação através de um mecanismo concorrencial, dando como exemplo a colocação de ofertas realizada semestralmente pelos agentes de mercado em Espanha, desde 2017.

No que diz respeito às condições apresentadas para o criador de mercado obrigatório em Espanha, nomeadamente o spread de 0,35 €/MWh entre ofertas de compra e de venda, e a oferta de 5,68% do volume de aprovisionamento de cada criador de mercado no ano anterior, a EDP salienta que esta informação se baseia em valores passados que não refletem a conjuntura atual de mercado.

Pelo exposto, **a EDP concorda com a medida de aprovar o procedimento de contratação, pelo MIBGAS, de criador de mercado voluntário no VTP e, por outro lado, desencoraja a adoção da medida que estabelece um criador de mercado obrigatório.**

Por último, a EDP vê como positiva a **atribuição de forma gratuita de um serviço de flexibilidade linepack**. Contudo, este serviço deverá apenas ser atribuído a agentes comercializadores com clientes finais, pois são estes que podem ter constrangimentos ao

nível de desequilíbrios, dada a volatilidade da sua carteira de consumos. Adicionalmente, no que concerne à capacidade de serviço de flexibilidade *linepack* a atribuir, a mesma poderá ter por base a proporção da percentagem do volume a ofertar, de acordo com o volume de aprovisionamento.

2.2.2. Modelo de funcionamento do mercado à vista e alocação de capacidade na interligação

A proposta de implementação de um mecanismo conjunto de autorização explícita e implícita de capacidade (CEIA) no Prisma é valorizada positivamente como alternativa ao modelo implícito, que passa necessariamente por aprovações ministeriais do lado espanhol.

No entanto, **acreditamos que esta medida não é de forma alguma suficiente para promover liquidez no VTP**, sendo importante abordar a eliminação dos custos de interligação entre os mercados PVB (*Punto Virtual de Balance*) e VTP.

2.2.3. Funcionamento do mercado e gestão de desequilíbrios

No que respeita à valorização de desequilíbrios, a formação dos preços de desequilíbrio decorre, de acordo com o Código de Rede de Compensação, da aplicação de um pequeno ajustamento (3% em Portugal) ao preço de médio ponderado (PMP) verificado.

Enquanto não existiu negociação de produtos no VTP, a formação dos preços de desequilíbrio considerava o PMP de Espanha (PMP_{ES}^3), ao qual se adicionavam (para o preço do desequilíbrio por defeito) ou se subtraíam (para o preço do desequilíbrio por excesso), as tarifas de interligação, aplicando-se em seguida o ajustamento atrás mencionado (3%).

Após o arranque da negociação de produtos no VTP em mercado organizado, o preço de desequilíbrio é estabelecido pelo PMP_{PT}^4 do dia anterior, quando não tenham decorrido mais de sete dias sem transações, aplicando-se a regra anterior para os restantes casos.

No documento de discussão em consulta, a ERSE refere que durante o ano de 2021, em particular a partir do segundo semestre, alteraram-se drasticamente as condições de

³ Preço Médio Ponderado em Espanha

⁴ Preço Médio Ponderado em Portugal

mercado face ao momento em que foi definida a regra de cálculo do PMP_{PT} em vigor, tendo-se assistido a uma forte subida do PMP_{ES} e ao aumento da volatilidade.

Esta situação resulta, por um lado, numa redução acentuada do peso relativo do custo de utilização do VIP (*Virtual Interconnection Point*) face ao preço do gás, o que torna menos penalizador, em termos relativos, o recurso ao PMP_{ES} afetado das tarifas de utilização do VIP para determinar o PMP_{PT} e, por outro lado, torna mais provável que a variação diária de preços supere o custo de utilização do VIP no horizonte intradiário.

Tendo em consideração a regra de cálculo do PMP_{PT} em vigor, verifica-se que em situações de ausência de transações em Portugal, o recurso aos PMP_{PT} de dias anteriores para determinar o PMP_{PT} , pode incentivar arbitragens, já que é muito mais provável registarem-se divergências elevadas entre o PMP_{PT} e o valor do gás em Espanha.

Neste contexto, de forma a desincentivar arbitragens, através de situações de desequilíbrio, a ERSE propõe que, na ausência de transações que permitam calcular o PMP_{PT} para o dia d , se abandone o recurso ao último PMP_{PT} dos 7 dias anteriores, passando a aplicar-se de imediato o PMP_{ES} afetado das tarifas de interligação.

A este respeito, **a EDP concorda com a medida proposta de revisão da fórmula do PMP_{PT}** em situações de ausência de transações, já que, para além dos impactos a nível de equilíbrio da rede, o recurso a arbitragens, através de situações de desequilíbrio, não se coaduna com o objetivo estabelecido no Código de Rede de Compensação no que concerne à formação dos preços de desequilíbrio.