

# CONSULTA PÚBLICA 107

## DOCUMENTO DE DISCUSSÃO

### Medidas extraordinárias no âmbito do Sistema Nacional do Gás (SNG)

SETOR GÁS





ÍNDICE

<b>1</b>	<b>MOTIVAÇÃO E ANTECEDENTES</b> .....	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>MECANISMOS DE CONTRATUALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL</b> .....	<b>5</b>
2.1	Mecanismo regulado de venda de gás .....	5
2.2	Mecanismo de estabilização da procura .....	7
2.2.1	Modelo de <i>trading</i> efetivo.....	8
2.2.1.1	Liquidação física das operações.....	10
2.2.1.2	Liquidação financeira das operações.....	13
2.2.2	Modelo de <i>trading</i> virtualizado .....	14
<b>3</b>	<b>MEDIDAS RELATIVAS A DESENHO E DESENVOLVIMENTO DO MERCADO</b> .....	<b>17</b>
3.1	Estrutura de mercado e operadores dominantes.....	17
3.2	Modelo de funcionamento do mercado à vista e alocação de capacidade na interligação .....	23
3.3	Medidas de fomento da liquidez de mercado organizado .....	26
3.4	Funcionamento do mercado e gestão de desequilíbrios.....	29



## 1 MOTIVAÇÃO E ANTECEDENTES

O funcionamento dos mercados grossistas de eletricidade e de gás natural é, no atual contexto nacional, ibérico e europeu, fortemente impactado pela ocorrência reiterada de preços historicamente elevados e em valores que, de forma simplificada, são mais de três a quatro vezes superiores aos que se registavam no início de 2021 e, em valores médios, nos anos precedentes. Mais recentemente em resultado da guerra na Ucrânia observa-se uma escalada de preços ainda maior com valores dez vezes superiores aos que se registavam no início de 2021.

Esta conjuntura de preços grossistas, que se tem vindo a prolongar no tempo, tem necessariamente repercussões no funcionamento de todo o mercado de energia, afetando operadores económicos que atuam na comercialização e, necessariamente, clientes finais do fornecimento de energia.

Atentas as circunstâncias descritas, a ERSE em inícios outubro de 2021 colocou em consulta pública uma proposta de desenvolvimento regulamentar com medidas extraordinárias a aplicar ao Sistema Elétrico Nacional (SEN) e ao Sistema Nacional de Gás (SNG), de modo a enquadrar, dentro do possível na esfera regulatória, a conjuntura vivida e, conseqüentemente, minimizar os seus impactes adversos no funcionamento dos dois mercados. Estas medidas, que vieram a ser concretizadas com a publicação do Regulamento n.º 951/2021, de 2 de novembro, obtiveram um amplo consenso e adesão por parte dos agentes que atuam no mercado da energia.

Ainda que o citado Regulamento n.º 951/2021, de 2 de novembro contenha medidas também elas orientadas para o SNG – o fornecimento supletivo com caráter preventivo não apenas tem previsão regulamentar, como já teve concretização no setor do gás natural -, não deixa de ser evidente que, pela experiência havida e pela maior maturidade de alguns instrumentos regulatórios no setor elétrico, subsistem lacunas no setor do gás natural, que importa endereçar.

Importa, desde logo, reconhecer que o mercado organizado para o gás natural em Portugal – MIBGAS - é ainda uma experiência concreta muito recente, com menor alcance deste mercado enquanto sinal de preço e mesmo de liquidez para a concretização de transações de aprovisionamento de gás natural. Soma-se a esta circunstância específica, a inexistência ou caráter muito limitado de ferramentas que permitam aos agentes de mercado enquadrar a volatilidade e os níveis de preço registados nos mercados grossistas, o que é algo que é partilhado com o setor elétrico.

A existência de tais ferramentas de cobertura dos riscos de preço e de aprovisionamento é especialmente relevante para a atividade de comercialização de energia, porquanto estes agentes (comercializadores)

assumem compromissos com os seus clientes, que, em muitos casos, extravasam os limites temporais de uma contratação grossista. Esta circunstância é, no caso do gás natural, potencialmente mais impactante que no setor elétrico, por força de vários fatores, que vão desde a maior homogeneidade do *sourcing* de gás natural – a eletricidade acaba por ter diferentes tecnologias que podem mitigar o nível de preço -, à estrutura de consumos mais concentrada em segmentos industriais e empresariais, bem como a uma maior substituibilidade por outro vetor energético, que não sendo total, é, pelo menos, superior à que se observa para a eletricidade.

Como se referiu antes, a regulamentação extraordinária assumida pela ERSE no início do último trimestre de 2021 já considerou alguma aplicação ao SNG, mormente no caso do fornecimento supletivo preventivo, que visa, no essencial, a prevenção de riscos sistémicos que, por sua vez, advêm da acumulação de margens negativas expressivas e de forma reiterada, que tem como consequência a inviabilidade de atuação em mercado ou mesmo a rutura operacional dos agentes (comercializadores) que se encontrem na situação descrita. No quadro desta medida, avulta o papel dos comercializadores de último recurso retalhistas (CURr) como garante da regularidade de fornecimento aos clientes finais, sendo que o quadro legal e regulamentar nacional tem para estes agentes uma estrutura de aprovisionamento muito concreta e maioritariamente assente no abastecimento através do comercializador de último recurso grossista (CURg).

Neste contexto geral, partindo do desenvolvimento regulamentar extraordinário que já se concretizou em 2021, entende a ERSE colocar a discussão um conjunto de medidas adicionais, de curto, médio e mais longo prazo, que permitam melhor enquadrar a atual circunstância do mercado de gás natural, potenciando o seu funcionamento em condições de maior estabilidade e menores riscos operacionais e sistémicos.

As medidas agora colocadas a discussão não configuram um acréscimo de riscos ou encargos para os consumidores de gás natural, visando melhorar o desenho e a operação do mercado nacional de gás natural, dotar de maior flexibilidade e previsibilidade a estrutura de aprovisionamentos no mercado de gás natural e, conseqüentemente, dissipar parte da pressão a que o mercado de energia se encontra atualmente sujeito.

De forma mais concreta, as medidas preconizadas no atual contexto – e que se desenvolvem e detalham nas secções seguintes deste documento – visam:

- a) Prever um mecanismo de aprovisionamento de gás natural aberto, que beneficie a globalidade do mercado da previsibilidade contratual que é conferida pelos contratos de aprovisionamento que se encontram num contexto indiretamente regulado, incluindo neste contexto a estrutura e obrigações

dos comercializadores de último recurso e a obrigação de fornecimento supletivo a que estão vinculados;

- b) Enquadrar o funcionamento do mercado organizado de gás natural, designadamente através da estrutura e desenho de mercado, de condições que potenciem a liquidez e profundidade da negociação aí efetuada, reforçando, por essa via, a representatividade do sinal de preço respetivo e as oportunidades de cobertura em maturidades mais alargadas;
- c) Promover aperfeiçoamentos no quadro regulamentar, que 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.

Importa realçar que algumas das medidas colocadas a discussão, sendo objeto de consenso por parte dos agentes, requerem ulterior desenvolvimento do quadro legal, pelo que a ERSE fará, sendo esse o caso, a correspondente proposta ao legislador.

Outras medidas têm ainda um carácter específico que obriga a uma coordenação e cooperação na esfera internacional, sendo que, para tal, é benéfico que haja também um quadro de discussão concretizado e abrangente na esfera nacional.

Por fim, existem também medidas com incidência meramente regulamentar, pelo que, após esta discussão e em resultados das mesmas, a ERSE promoverá a sua consulta ou implementação dentro do quadro legal existente, de modo a concretizar os respetivos desenvolvimentos regulatórios.

A participação na discussão deste conjunto de medidas pode ser efetuada através de comentários ou sugestões até 8 de abril de 2022, para endereço de correio eletrónico [consultapublica@erse.pt](mailto:consultapublica@erse.pt). Solicita-se ainda que, na resposta por correio eletrónico seja mencionada, no campo de Assunto, a expressão ““Consulta Pública n.º 107””.





## 2 MECANISMOS DE CONTRATUALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

### 2.1 MECANISMO REGULADO DE VENDA DE GÁS

O Regulamento de Relações Comerciais (RRC) estabelece a possibilidade de implementar este mecanismo regulado, com o objetivo de fomentar a concorrência no mercado de gás natural (vide artigo 268.º do RRC). Este mecanismo pretende efetuar uma partilha de riscos e benefícios entre o titular dos contratos de longo prazo do comercializador do SNG e o próprio SNG (consumidores, lato senso). É reconhecido que os contratos em causa beneficiam, desde logo, de uma condição de maior previsibilidade de condições de preço e, tendo mecanismos de alisamento inter-temporal, de menor volatilidade.

Por outro lado, nas atuais circunstâncias de mercado existe evidência de uma maior exposição dos agentes de mercado, em particular dos agentes de menor dimensão e/ou sem presença direta no aprovisionamento de gás natural, a uma elevada volatilidade e imprevisibilidade de condições e preços de mercado. Esta circunstância afeta igualmente os consumidores industriais, que no contexto do SNG representam uma parte substancial dos consumos de gás natural.

Importa ainda reter que, havendo condições especialmente adversas de funcionamento em mercado, designadamente por parte dos comercializadores que atuam no SNG, está admitida a possibilidade de ser acionado o fornecimento supletivo preventivo (por força do disposto no Regulamento n.º 951/2021, de 2 de novembro) ou o próprio fornecimento supletivo nos termos comumente consagrados no quadro legal e na regulamentação do setor (sempre que ocorra a insolvência de um comercializador). Existe, pois, a possibilidade real de uma parte substancial dos consumos de gás natural poderem retornar à esfera de fornecimento por um comercializador de último recurso, que, em 2020, não representavam por conjunto mais de 2% dos consumos abastecidos.

É neste contexto que importa ponderar a melhor forma de enquadrar preventivamente este desenvolvimento em resposta às atuais condições de mercado, minimizando-se os riscos operacionais e, se possível, os impactes adversos na liberalização do mercado e na própria intensidade concorrencial, para além dos diretos riscos de natureza sistémica que uma saída de consumos e de operadores menos ordenada possa representar para todos os agentes.

Estando os contratos de longo prazo no perímetro do comercializador do SNG, como já referido, reconhecidamente com condições de maior previsibilidade e estabilidade de preço que a contratação em

mercados à vista nas atuais condições, pode equacionar-se a concretização do mecanismo de leilão previsto no RRC, seja através de uma cativação antecipada de volumes no âmbito de fornecimentos supletivos preventivos, seja ainda no quadro de libertação de volumes de gás adstritos a um contexto regulado. Na segunda vertente estaria em causa a parte daqueles contratos não diretamente adstrita ao aprovisionamento dos comercializadores de último recurso, que poderia ser colocada em mercado através de mecanismo competitivo para fomentar a concorrência (e a própria liquidez do mercado nacional).

**Medida:** implementar 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.

Nas atuais circunstâncias, com a formulação de preço que está associada a estes contratos, existem ganhos potenciais de negociação dos respetivos volumes, desde logo por se encontrarem a desconto dos preços formados nos referenciais de mercado organizado com entrega na Europa, incluindo os mais líquidos. Ainda assim, importa considerar que, conceptualmente, os ganhos potenciais de arbitragem de volumes titulados por aqueles contratos e que não correspondam à já mencionada fileira de aprovisionamento aos comercializadores de último recurso, encontram-se abrangidos pela aplicação da CESE no setor do gás, que abrange especificamente o valor económico nocional dos contratos considerando a arbitragem de volumes com recurso ao *trading* internacional.

De modo a que se possa equacionar a implementação do mecanismo previsto no RRC sem que tal corresponda a uma oneração fiscal do comercializador do SNGN por via da CESE, há vantagem em que se conceptualize a possibilidade de isentar de aplicação de CESE os volumes que se associem ao referido mecanismo, equiparando o tratamento que se faz destes aos que sucede para os volumes de aprovisionamento dos comercializadores de último recurso, que são descontados da valorização económica dos contratos para efeitos de incidência de CESE.

Esta isenção fiscal está, necessariamente, na esfera de atuação do legislador, na medida em que a CESE se situa no perímetro fiscal, ainda que parte das suas receitas devam ser transferidas para o SNG e refletidas nas tarifas de gás natural.

Importa considerar que, nas atuais condições de preço nos referenciais de mercado organizado, historicamente muito elevados, há o risco real de redução de consumos, sobretudo por parte do segmento industrial, e conseqüente perda de base de repercussão tarifária. A disrupção de alguns dos comercializadores que atuam no mercado português pode, ainda que enquadrada no regime de fornecimento supletivo preventivo aprovado pela ERSE, aumentar as necessidades de aprovisionamento

dos comercializadores de último recurso, redundando esta circunstância em efeito semelhante ao que uma disponibilização de gás dos contatos de longo prazo poderia representar em termos fiscais para o seu titular.

A adoção de um mecanismo de contratualização na base do descrito tem, assim, como vantagem mais direta a possibilidade de, por um lado, se mitigarem os riscos de redução de consumos de gás natural (como resposta direta ao sinal de preço) e, por outro lado, permitirem uma potencial diversificação das condições de aprovisionamento em preço (além dos mencionados *hubs* ou mercados organizados) e, conseqüentemente, mitigar mesmo que parcialmente os riscos de insolvência de comercializadores. Num segundo plano, a concretização do mecanismo permitiria aumentar a liquidez das transações no VTP, que é negativamente afetada pelo nível dos atuais preços.

A concretização deste mecanismo, passaria, assim, pela definição de regras específicas a aprovar pela ERSE nos termos do RRC, sendo definido um preço de reserva (preço mínimo) que ajustaria para um preço resultante das ofertas colocadas pelos agentes de mercado (comercializadores ou clientes finais) para compra de volumes de gás natural.

No desenho do mecanismo, além de assegurar a possibilidade da isenção de CESE – que depende de decisão do legislador, exterior à ERSE – haveria que contemplar duas possibilidades extremas: i) considerar a participação, como compradores no mecanismo, apenas de comercializadores de gás natural (com eventuais restrições associadas a quota de mercado respetiva); ou ii) a participação apenas admissível de consumidores finais (constituídos como agentes de mercado ou em regime híbrido a definir), destinando-se os volumes adquiridos apenas e só a consumos próprios. Numa abordagem semelhante com a que se concretizou para o setor elétrico, haveria a possibilidade de viabilizar a participação quer a comercializadores, quer a clientes finais.

De forma muito objetiva, a participação como compradores acessível apenas a clientes finais permite, de forma mais direta, mitigar o risco de redução de consumos por resposta a preço em mercado – tanto no segmento industrial, como no segmento de cogeração não renovável.

## **2.2 MECANISMO DE ESTABILIZAÇÃO DA PROCURA**

No atual contexto de mercado, importa considerar a possível implementação de um mecanismo de colocação de gás, adicional aos existentes mecanismos de mercado, de modo a assegurar estabilidade da

procura de gás natural – em especial no segmento de consumidores industriais – e, com isso, também alguma estabilidade tarifária (por via da estabilização da procura).

**Medida:** implementar mecanismo de estabilização da procura de gás natural, destinado a assegurar condições estáveis de consumo, através do preço de fornecimento a clientes finais.

As opções colocadas partem da possibilidade de existir uma dotação inicial a afetar ao mecanismo, cuja proveniência se terá que enquadrar nas reais alternativas disponíveis no quadro regulamentar, em especial no quadro normativo que rege a fixação de tarifas, ou outras fontes de financiamento.

Em todo o caso, num mecanismo com estas características, considera-se que a intervenção instrumental do comercializador de último recurso grossista (CURG) é relevante, dado o seu papel transversal ao SNG e independente dos operadores de infraestruturas, sobre os quais recaem limitações de atuação no domínio do *trading* de gás natural (separação de atividades).

Como se referiu, o CURG é aqui colocado como agente instrumental na implementação de um eventual mecanismo de estabilização da procura de gás natural. Na essência, o CURG assume o papel de agente colocador de gás natural aos clientes habilitados a participar no mecanismo, podendo fazê-lo através de *trading* efetivo de gás ou de um *trading* virtualizado, como adiante se detalha nos possíveis modelos de implementação.

### 2.2.1 MODELO DE *TRADING* EFETIVO

Neste modelo, o CURG faz leilão para venda de quantidades de gás aos clientes habilitados, cujo preço de referência é o da entrega no VTP (que constitui o referencial de entrega). O CURG adquire em mercado, em data posterior ao leilão de venda, quantidades idênticas às adjudicadas no leilão de venda, implicando este modelo a necessidade de compras efetivas de gás natural por parte do CURG para sua colocação aos clientes habilitados, entretanto adjudicatários em resultado do leilão de venda.

Para operacionalização do leilão de venda de gás, é necessário estabelecer um preço de reserva, que assume o preço mínimo a ser liquidado pelos agentes adjudicatários e que terá a seguinte formulação geral:

Preço Reserva = Preço esperado da aquisição do gás pelo CURG – (Dotação do mecanismo / Quantidade a colocar)

Sendo o preço esperado da aquisição do gás pelo CURG uma variável incerta aquando do leilão – tanto mais incerta quanto maior o *lag* temporal entre a concretização do leilão e a efetivação das compras -, o que verdadeiramente será a componente competitiva no leilão é o desconto oferecido, dado pela segunda componente da expressão e conhecido à partida no seu valor máximo.

Na concretização do leilão há vantagem em que o modelo adotado de leilão seja, assim, de um leilão de relógio descendente no desconto subjacente à expressão geral do preço de reserva, com formação de um preço de fecho uniforme (marginalista).

Esperando-se que haja competição no mecanismo de leilão, coloca-se a possibilidade de sobragem receitas da dotação inicial (por força de não se atingir o valor máximo do desconto em resultado da competição em leilão). Se efetivamente tal se concretizar, as receitas sobrantes podem:

- ser utilizadas em novo leilão de venda.
- ser devolvidas à fonte de dotação inicial.

A aquisição de quantidades pelo CURG pode ser feita:

- a) Num único momento, poucos dias depois do leilão, através da solicitação de ofertas de venda em envelope fechado aos agentes de mercado - minimiza o risco de desvio face ao preço esperado de aquisição, concentra a liquidez da aquisição o que pode favorecer a concorrência.
- b) Diariamente no MIBGAS através de produtos de curto prazo, ao longo de todo o período de entrega – aumenta o risco de desvio entre o preço de adjudicação no leilão de venda e o preço de aquisição pelo CURG, fomenta a liquidez de transações no MIBGAS.
- c) Uma combinação das duas anteriores – com as vantagens e desvantagens associadas.

Para a concretização do mecanismo importa ainda estabelecer as condições de elegibilidade do lado da procura, que devem, em todo o caso, assegurar um nível mínimo de não discriminação entre agentes. Uma vez que o objetivo do mecanismo é o de evitar perdas de procura que afetariam negativamente todos os consumidores pela menor diluição dos custos das redes, os critérios a definir devem tomar este aspeto em consideração. Deve, pois, ser assegurado que estão incluídos os clientes que não tenham formas diretas de imunizar a subida de preço, o que exclui os centros eletroprodutores e os cogeração, por terem a possibilidade de ter o preço do gás refletido nas condições de venda de eletricidade produzida – uma parte

muito significativa dos cogeneradores já migrou para regime de mercado<sup>1</sup>. Esta abordagem assegura um tratamento equitativo para o conjunto de clientes, na medida em que não se exclui em função do tipo de consumo ou de cliente, mas antes se habilita a participação aos que não tenham qualquer mecanismo de cobertura de que se possam socorrer, o que promove, inclusivamente, um plano mais equitativo de oportunidades entre agentes.

Como se referiu atrás, aquando da concretização do leilão, a definição geral do preço de reserva incorpora a componente de desconto, que, por sua vez, depende do valor assignado de receitas da dotação financeira que se pretenda afetar ao mecanismo e, por outro lado, das quantidades máximas a liquidar nas condições resultantes do leilão. As quantidades a adjudicar devem tomar em consideração:

- o universo do consumo dos clientes elegíveis;
- o período de entrega pretendido;
- o valor (materialidade) pretendido do desconto no preço de reserva.

Importa reter que quanto mais prolongada no tempo for a entrega, maiores serão as quantidades a liquidar e menor será o desconto colocado. Por outro lado, estendendo mais a entrega no tempo também se torna maior a incerteza quanto ao preço de mercado, o que afeta a apetência pelo mecanismo.

Para efeitos de liquidação deste modelo de leilão, identificaram-se duas alternativas possíveis, descritas nas subsecções seguintes.

#### 2.2.1.1 LIQUIDAÇÃO FÍSICA DAS OPERAÇÕES

Nesta opção de liquidação, o CURG é responsável por fornecer o comprador até às quantidades definidas no leilão, sendo o preço de venda o que resultou do leilão. O comercializador do cliente é responsável por fornecer os consumos que superem as quantidades adquiridas no leilão, ao preço acordado com o seu comprador.

Para o apuramento dos desequilíbrios existem dois cenários:

- Quando o consumo do cliente supera as quantidades adquiridas no leilão:

---

<sup>1</sup> Com base na informação reportada a finais de janeiro de 2022, um total de 56 instalações de cogeração, perfazendo uma potência global de cerca de 790 MVA, optaram por migrar para o regime remuneratório geral, com a retribuição para a energia elétrica injetada na rede a ser concretizada em mercado.

- As quantidades adjudicadas no leilão são registadas na carteira do CURG como uma saída para consumo;
- O consumo que supere as quantidades adjudicadas no leilão é registado na carteira do comercializador como uma saída para consumo.
- Quando o consumo do cliente é inferior às quantidades adquiridas em leilão:
  - Ou se regista na carteira do CURG uma saída para consumo igual ao consumo registado e, na carteira do comercializador, uma saída para consumo igual a zero.
  - Ou se regista na carteira do CURG uma saída para consumo igual às quantidades adjudicadas no leilão e, na carteira do comercializador, uma saída para consumo negativa (na prática uma entrada na rede) igual à diferença entre consumo e quantidades adjudicadas.

No cenário em que o consumo do cliente é inferior às quantidades adjudicadas em leilão, levantam-se questões relacionadas com a firmeza da compra. Podem ser adotados opções de implementação distintas que se analisam de seguida.

#### **OPÇÃO A) – COMPRA NÃO FIRME**

Nesta opção o contrato de compra não é firme por parte do comprador, isto é, quando não existe consumo, o CURG deixa de ter comprador.

Em cenários de preços elevados, o CURG pode revender com ganho as quantidades que já tenha adquirido.

Em cenários de preços baixos, o CURG assume risco de perdas sobre as quantidades já adquiridas.

Uma vez que não é possível conhecer antecipadamente os consumos efetivos dos clientes, o CURG ficaria também com o risco de ter desequilíbrios, por nomear quantidades para saídas em consumo que depois não se concretizam. A atribuição de parte da flexibilidade do *linepack* ao CURG poderia ser utilizada para mitigar essas situações.

#### **OPÇÃO B) – COMPRA FIRME**

Nesta opção o contrato de compra é firme por parte do comprador, isto é, este recebe sempre as quantidades adjudicadas, independentemente de as consumir ou não, sendo a energia eventualmente em excesso atribuída ao seu comercializador.

Em cenários de preços altos, o consumidor pode estar a beneficiar de um fornecimento a preços competitivos que não utiliza para os seus consumos, o que não seria o objetivo deste mecanismo (esse risco pode mitigar-se com uma cláusula de revisão de preço para estas situações).

Em cenários de preços baixos, o risco passa para o lado do cliente, pois terá de negociar com o seu comercializador o preço a que este adquire os excedentes gerados.

Nesta opção o CURG não tem risco de desequilíbrios associados à incerteza dos consumos. Esse risco passa para o comercializador original do comprador, mas é um risco limitado, pois tratam-se de desequilíbrios por excesso que originam receitas para o comercializador.

#### OPÇÃO C) COMPRA FIRME COM BILATERALIZAÇÃO ENTRE O CURG E O COMERCIALIZADOR

Nesta opção, seriam executados contratos bilaterais físicos entre o CURG e os comercializadores pelas quantidades adjudicadas no leilão aos clientes nas carteiras de cada comercializador (as quantidades seriam pagas ao CURG pelos clientes). Ao contrário das anteriores opções, não existiria necessidade de alterar os consumos a incorporar nas carteiras dos comercializadores, para efeito do apuramento dos desequilíbrios.

Em tudo o resto, vale a análise feita para a opção b).

As vantagens e desvantagens deste modelo de *trading efetivo* na variante de liquidação física são as que constam da tabela seguinte.

Vantagens	Desvantagens
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Baseia-se em fornecimentos concretos de gás, o que o torna mais fácil de compreender por todos os envolvidos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Afeta a operação do comercializador do cliente, que vê desaparecer repentinamente parte dos consumos que já tinha incorporado no seu planeamento de operações no horizonte de entrega do leilão.</li> <li>• Obriga a adaptações dos sistemas dos ORD e do ORT (seja pela necessidade de modificar os consumos por ponto de entrega a incorporar nas carteiras dos comercializadores (Opção a) e b)), seja pela necessidade de identificar, em cada momento, em que comercializador está cada cliente para efeitos da execução dos CBF (opção c))</li> <li>• Necessário definir a responsabilidade de pagamento dos acessos relativos à rede para as quantidades adjudicadas no leilão, se fica totalmente no comercializador do cliente (como no</li> </ul>



Vantagens	Desvantagens
	<p>autoconsumo elétrico) ou se se transfere o pagamento desses acessos para o CURG ou diretamente para o cliente. (este problema não existe na opção c)).</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Necessário estabelecer mecanismos de interrupção dos consumos em caso de falta de pagamento do cliente ao CURG, bem como a eventual prestação de garantias ao CURG por parte do cliente.</li> </ul>

### 2.2.1.2 LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA DAS OPERAÇÕES

Nesta opção de liquidação assumir-se-ia uma condição de liquidação financeira das quantidades e volumes adjudicados em leilão. Tal corresponde a:

- Se o preço do mercado for superior ao preço de adjudicação do leilão, o CURG paga ao cliente a diferença de preços multiplicada pela quantidade adjudicada.
- Se o preço do mercado for inferior ao preço de adjudicação do leilão, é o comprador a devolver a diferença ao CURG.

Pode estabelecer-se que o pagamento do CURG ao comprador só ocorre quando exista consumo efetivo, para assegurar que se cumpre o objetivo original do mecanismo.

Neste modelo de liquidação, a atuação do CURG pode passar por:

- Adquirir gás num volume idêntico às quantidades adjudicadas, num momento imediatamente posterior ao leilão de venda com revenda posterior dessas quantidades no horizonte diário. Esta atuação tende a garantir que:
  - A diferença entre o preço de adjudicação e o preço de aquisição pelo CURG é coberto pelas receitas da dotação financeira do mecanismo.
  - As diferenças entre o preço de aquisição pelo CURG e o preço de revenda no horizonte diário são cobertas pelos pagamentos/recebimentos aos clientes no âmbito da liquidação financeira dos contratos.
- Não adquirir quaisquer quantidades, o que teria efeitos práticos idênticos à opção, no modelo físico, de o CURG apenas adquirir as quantidades no horizonte diário. Isto é, existiria um risco elevado de que, em cenários de preços elevados, as receitas da dotação financeira do mecanismo não sejam suficientes para financiar o mecanismo.

As vantagens e desvantagens deste modelo de *trading* efetivo na variante de liquidação financeira são as que constam da tabela seguinte.

Vantagens	Desvantagens
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Modelo completamente independente da relação contratual entre comercializador e cliente que não afeta a programação de operação dos comercializadores, não levanta problemas relativos a desequilíbrios nem em relação ao pagamento de acessos.</li> <li>• Manteria sem alteração a atual estrutura de funcionamento física do gás.</li> <li>• Tal como no contrato físico, mantém-se para o comprador um benefício, que assenta na expectativa de que o preço de adjudicação seja inferior ao preço de mercado.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• O modelo assume alguma complexidade financeira que pode ser mal compreendida por parte dos agentes.</li> <li>• Há o risco de o comprador perder o interesse a meio do contrato, nomeadamente num contexto de descida acentuada dos preços, pelo que seria necessário clarificar as obrigações do comprador, que podem passar (i) pela prestação de garantias, o que tenderia a afastar interessados, ou (ii) pela necessidade de estabelecer mecanismos de interrupção do consumo em caso de incumprimento das obrigações junto do ORD.</li> </ul>

### 2.2.2 MODELO DE *TRADING* VIRTUALIZADO

Neste modelo, mantêm-se parte dos princípios gerais descritos para o modelo de compras efetivas, havendo, todavia, uma virtualização do *trading* de gás por parte do CURG. Como critérios comuns aos dois modelos teremos:

- A participação do CURG como agente instrumental na concretização do mecanismo;
- A existência de um modelo de leilão de relógio descendente no desconto subjacente à expressão geral do preço de reserva anteriormente descrita, com formação de um preço de fecho uniforme (marginalista);
- Os critérios – ou princípios gerais – para a definição dos agentes de mercado habilitados a participar do mecanismo;
- Os critérios e opções quanto à definição de quantidades (função também das maturidades adotadas) e respetiva expressão do desconto máximo.

A mencionada virtualização do *trading* de gás natural advém do facto de se assumir que 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. Nesta abordagem, virtualiza-se que o CURG é responsável pela entrega física de gás natural ao cliente final, em volume que lhe haja sido adjudicado ao preço contratado com o comercializador, descontados do desconto que resultou do leilão. De forma estilizada, o CURG efetua, no referencial do ponto de entrega ao cliente

final, a compra do gás em causa ao comercializador (pelo qual pagaria o preço do contrato) e a simultânea venda ao cliente final no mesmo referencial, recebendo deste o preço do contrato com o comercializador, descontado do referido desconto.

A forma de simplificação desta operação de transferência de custódia dos volumes de gás que hajam sido adjudicados em leilão pode obter-se de uma hibridização da liquidação, tanto em carácter, como em agente. Na prática, o fornecimento ao cliente final é assegurado através da liquidação física, pelo comercializador respetivo, dos volumes consumidos no ponto de entrega, contra o pagamento pelo cliente do preço estabelecido no respetivo contrato de fornecimento; em simultâneo com uma liquidação financeira e por diferenças (o desconto adjudicado), pelo CURG, dos volumes adjudicados no mecanismo, se o consumo realmente abastecido for igual ou superior àqueles volumes<sup>2</sup>.

Neste modelo, que carece de sincronização de informação de consumo para a sua concretização, é assegurado o regular pagamento da componente de acesso sem necessidade de convencionar regras de repartição de volumes entre carteira de comercializador e mecanismo – toda a componente é assegurada através da fatura do comercializador – e são eliminados quaisquer efeitos adversos na componente de balanço do próprio comercializador.

Este modelo assegura ainda neutralidade financeira para CURG, comercializador e cliente final, estando o CURG totalmente imunizado quer de risco contraparte (receber ou não pelo gás fornecido), quer ainda da eventual evolução adversa de preços de aprovisionamento de gás.

Por outro lado, não se transferem valores que não sejam devidos em função da manutenção de consumos, o que corresponde a uma efetividade do mecanismo na componente de fixação da procura veiculada nas redes no SNG, com os consequentes impactes tarifários evitados.

Acresce que, sendo viável e concretizável esta abordagem, minimizam-se as alterações na esfera regulamentar para compatibilizar os referenciais de atuação direta em mercado e de integração em carteira de comercializador por parte de clientes finais.

As vantagens e desvantagens deste modelo de **trading virtualizado** são as que constam da tabela seguinte.

---

<sup>2</sup> Nas situações em que o consumo real verificado resulte inferior ao que havia sido adjudicado em leilão para aquele cliente/ponto de entrega, o desconto a liquidar pelo CURG em base financeira assume o valor do consumo real.

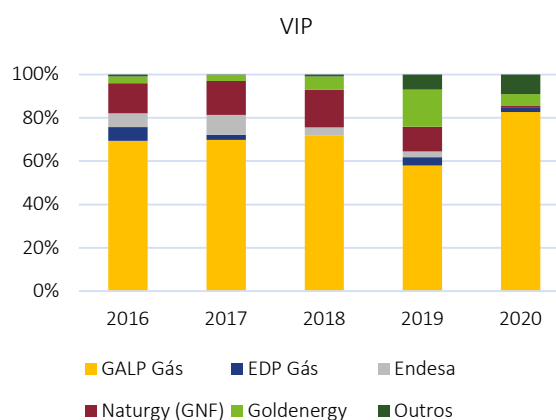
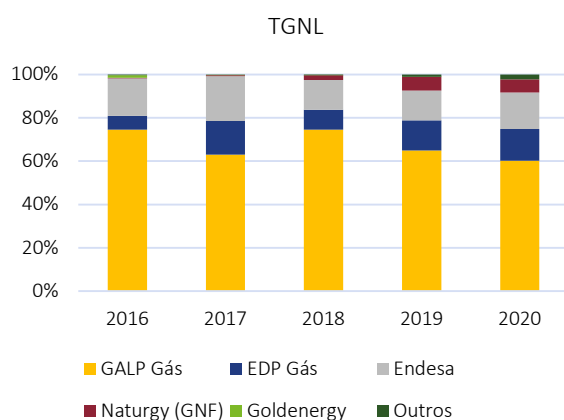
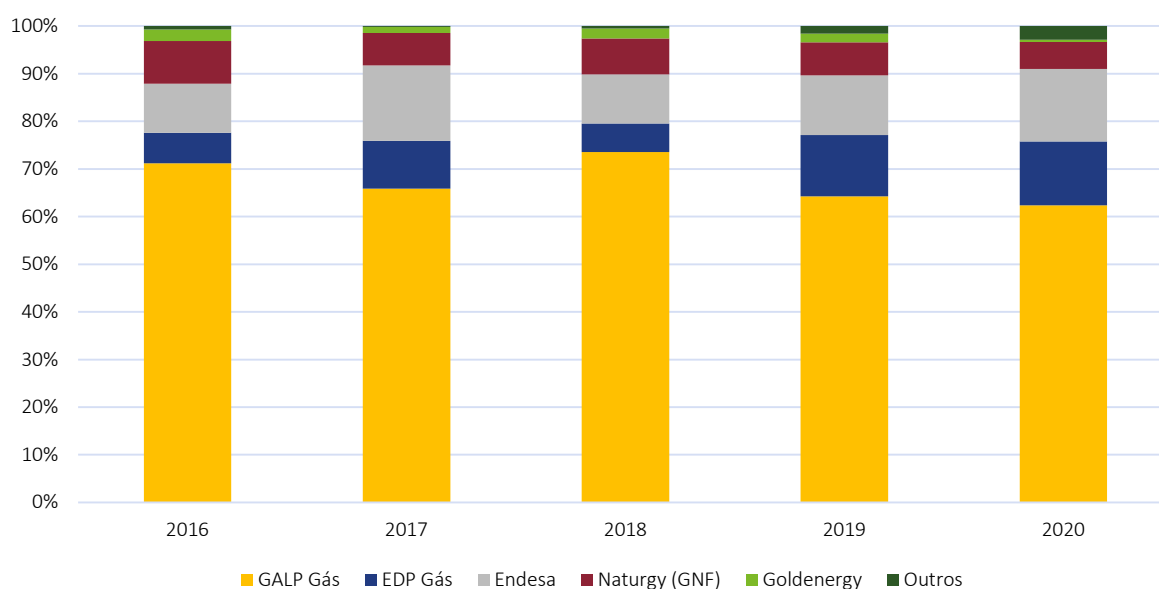
Vantagens	Desvantagens
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Modelo de impactos reduzidos na esfera regulamentar (carece de poucas adaptações), o que potencia uma mais célere aplicação;</li> <li>• Inexistência de risco contraparte e de risco de negociação de gás para o CURG (e para o sistema, por consequência);</li> <li>• Compatibilidade com o atual quadro de liquidação dos acessos à rede e encargos de balanço;</li> <li>• Indexação ao objetivo pretendido de evitar perdas de consumos veiculados nas redes, com consequente otimização das receitas aplicadas no desconto;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Necessidade de sincronização da informação de consumo real entre ORT/ORD e CURG e comercializador (mais um agente como destinatário dessa informação – o CURG).</li> </ul>

### 3 MEDIDAS RELATIVAS A DESENHO E DESENVOLVIMENTO DO MERCADO

#### 3.1 ESTRUTURA DE MERCADO E OPERADORES DOMINANTES

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.

Figura 3-1 – Entradas na RNTGN (TGNL+VIP), 2016 a 2020



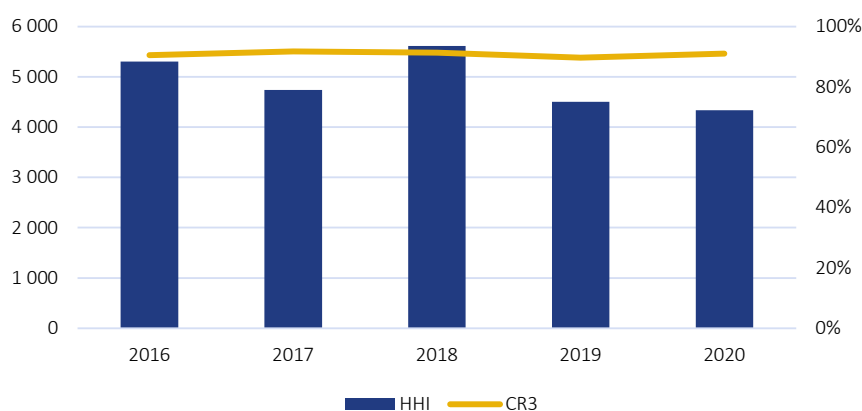
Fonte: dados REN, elaboração ERSE

Tomando em consideração a informação veiculada no Relatório Anual sobre os mercados de Eletricidade e de Gás natural em 2020<sup>3</sup>, publicado em 2021, pode observar-se que o aprovisionamento de gás natural em Portugal tem uma estrutura concentrada. Com efeito, as entradas de gás natural na Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN), considerando as interligações por gasoduto (VIP) e o terminal de Sines, entre 2016 e 2020, por agente, explicitam um peso relativo do principal operador que nunca é inferior a 62% do total, sendo frequente representar 2/3 ou mais do volume respetivo de entradas. Essa situação é visível na Figura 3-1, apresentada anteriormente.

Relativamente às empresas responsáveis pelo aprovisionamento nacional, e quando se observa o total das entradas na RNTGN, verifica-se que a Galp Gás foi responsável, em 2020, por cerca de 62% das entradas, valor que se constitui como o mais reduzido no período entre 2016 e 2020. Em 2020, os agentes de mercado Goldenergy, através de importações no VIP, e Endesa, a partir do terminal, surgem ambos em segundo lugar das importações consoante a infraestrutura em análise.

A Figura 3-2 apresenta os índices de concentração, HHI e CR3 (que se refere à quota de mercado dos três maiores agentes de mercado), nas entradas na RNTGN (TGNL+VIP), entre 2016 e 2020.

Figura 3-2 – Índices de concentração nas entradas na RNTGN (TGNL+VIP), 2016 a 2020



Fonte: dados REN, elaboração ERSE

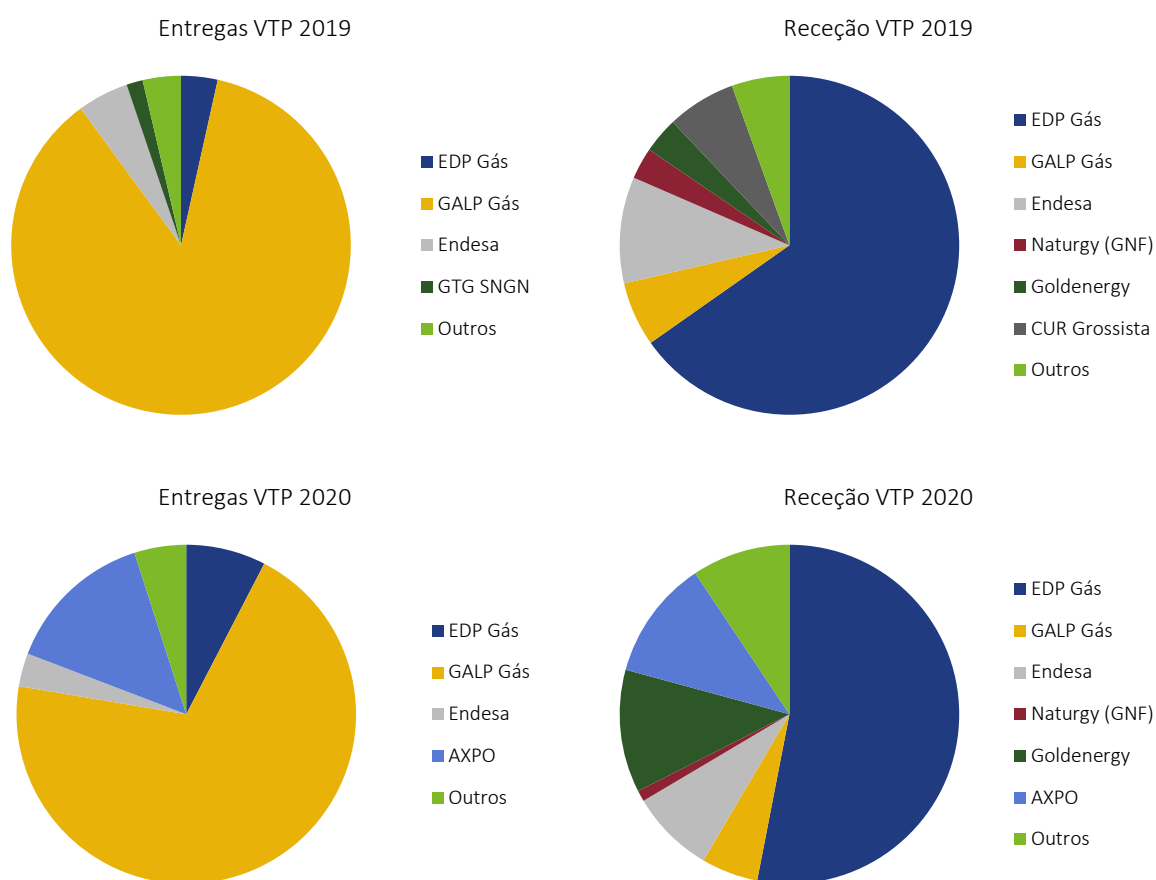
Em 2016 e 2018 verificaram-se valores mais elevados do HHI, i.e., uma maior concentração de mercado, relativamente às entradas na RNTGN. Uma menor utilização das CCGT influencia fortemente os valores das entradas na RNTGN, o que tem um impacto decisivo no aumento na concentração de mercado. Essa

<sup>3</sup> Disponível em [https://www.erse.pt/media/3cdpftgs/relat%C3%B3rio\\_ce-2020\\_pt.pdf](https://www.erse.pt/media/3cdpftgs/relat%C3%B3rio_ce-2020_pt.pdf).

situação foi revertida, por uma maior utilização das centrais de ciclo combinado, observada em 2019 e 2020, quando se compara com o ano de 2018.

Na Figura 3-3 encontram-se as quotas de mercado nas trocas de gás natural no *virtual trading point* (VTP), em 2019 e 2020, sendo observável a estrutura concentrada, quer de entregas, quer da receção, sendo que as primeiras tendem a ilustrar a capacidade do agente em causa de mobilizar gás natural para o SNG.

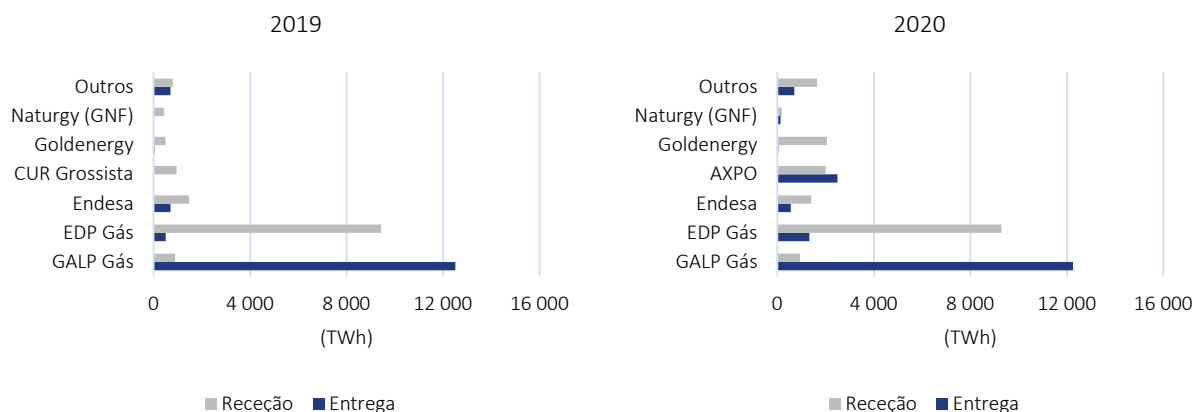
Figura 3-3 – Trocas no VTP, 2019 e 2020



Fonte: dados REN, elaboração ERSE

Da Figura 3-4, constata-se que, nas trocas no VTP, cada agente assume uma posição claramente mais vendedora ou compradora, o que sugere que este é o ponto preferencial de troca de gás natural no SNG, o que contrasta com o que o Relatório Anual sobre os mercados de Eletricidade e de Gás natural em 2020 explicitou para o que se verifica no terminal e no armazenamento subterrâneo, em que as trocas parecem ser meros *swaps* entre agentes de mercado.

Figura 3-4 – Trocas no VTP em quantidades, 2019 e 2020



Fonte: dados REN, elaboração ERSE

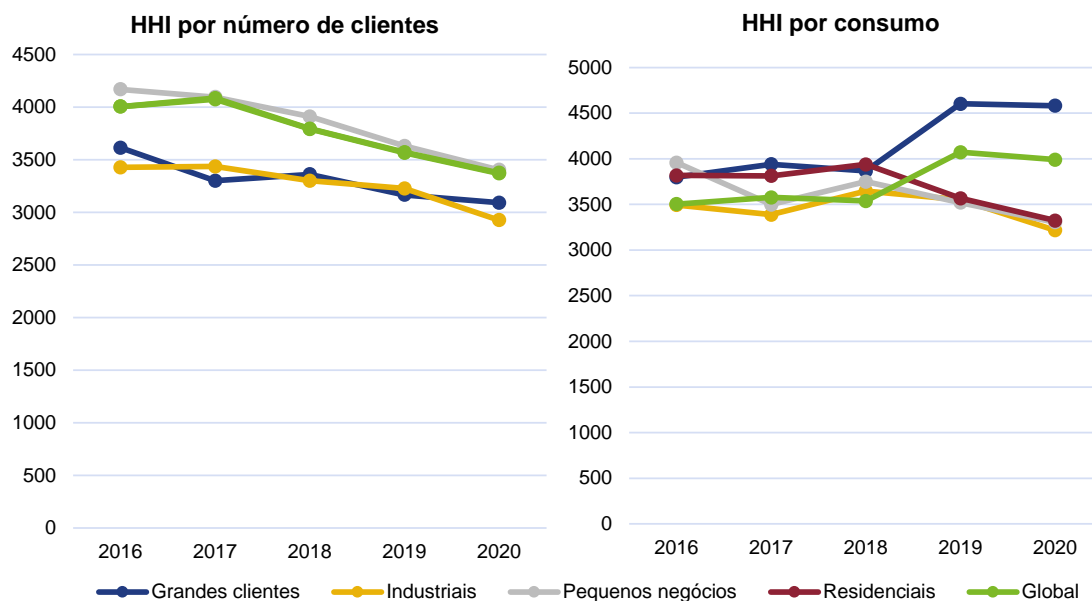
A GALP Gás surge com elevadas quotas de venda no VTP (70 a 86%), sendo o seu volume de compras muito inferior (5 a 6%). A EDP Gás, por sua vez, configura-se como um agente maioritariamente comprador no VTP, com quotas de mercado superiores a 50%, enquanto nas vendas tem quotas pouco relevantes (entre 3 e 8%). A Endesa surge como um agente maioritariamente comprador, com quotas de 8 a 10%, embora tenha quotas também significativas no lado da venda, 3 a 5%. Durante o ano gás 2019-2020 não se realizaram leilões de quantidades excedentárias de gás natural do comercializador do SNG.

Neste contexto, importa ainda explicitar a estrutura do mercado retalhista de gás natural, sendo que, em termos de abertura efetiva do mercado, no ano de 2020, 98% do total do consumo, excluindo os centros eletroprodutores devido ao seu volume expressivo em termos de consumo, é assegurado por comercializadores em mercado, sendo esse valor genericamente mais elevado nas principais distribuidoras de gás natural.

Do ponto de vista mais granular da estrutura do mercado de gás natural, desde 2018 que se tem vindo a observar uma redução da concentração quando medida em número de clientes. No que se refere ao consumo, observou-se uma redução da concentração em 2020 face ao ano precedente, *vide* Figura 3-5, ainda que, no principal segmento em consumo – clientes de grande dimensão – em 2019 se tenha verificado um acréscimo não negligenciável da concentração de mercado.

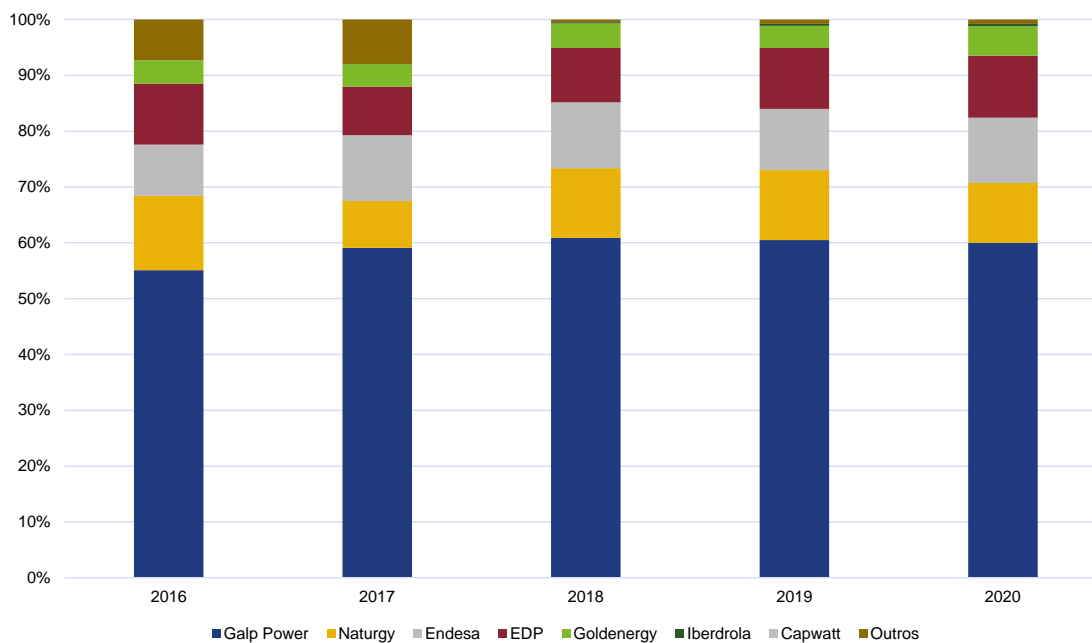


Figura 3-5 – Evolução da concentração do mercado em número de clientes e consumo, 2016 a 2020 (HHI)



Fonte: Dados Adene, elaboração ERSE

Figura 3-6 – Estrutura dos fornecimentos no mercado liberalizado por comercializador, em consumo, 2016 a 2020



Fonte: dados Adene, elaboração ERSE

Na perspetiva das quotas de mercado dos fornecimentos a clientes finais (com independência do respetivo segmento), observa-se que o principal operador – a Galp - registou uma tendência crescente até 2018. A partir de 2019 tem vindo a decrescer ligeiramente, sendo a respetiva quota em 2020 de cerca de 60%, conforme se pode extrair da análise da Figura 3-6. Este decréscimo deve-se ao aumento substancial dos comercializadores de gás natural em regime de mercado em 2020, que quase duplicou face ao ano precedente (de 13 comercializadores para 21).

Assim, atento este enquadramento de mercado, e, de modo muito concreto, o grau de concentração observado quer no segmento grossista (em especial, no aprovisionamento), quer ainda no segmento retalhista do mercado português de gás natural, e por se observar uma correspondência muito direta entre a posição de cada agente de mercado em cada um dos referenciais de negociação (grossista e retalhista), importa considerar a possibilidade de se introduzir o conceito de operador dominante no mercado português, de modo a poder daí decorrerem medidas que fomentem a maior desconcentração de mercado.

**Medida:** consagrar, na legislação nacional do setor do gás, o conceito do operador dominante que obriga, para as entidades assim classificadas, ao cumprimento de obrigações acessórias de fomento da concorrência e desconcentração de mercado.

A adoção de disposições legislativas, no sentido de introduzir o conceito de operador dominante no mercado de gás natural em Portugal, está em linha com disposições semelhantes adotadas em Espanha, mercado com o qual Portugal partilha um contexto de mercado organizado.

De entre as obrigações que decorram da condição de operador dominante podem constar a obrigatoriedade de se constituir como criador de mercado (em mercado organizado) ou mesmo de promover a libertação de volumes de gás natural por si adquiridos em condições de mercado. Na opção seguida pelo legislador espanhol, estabeleceu-se, desde logo, a obrigatoriedade de que os operadores dominantes se constituam como criador de mercado obrigatório.

#### ENQUADRAMENTO EM ESPANHA

O [Real Decreto-ley 6/2000](#), de 23 de junho estabelece e concretiza um conjunto de medidas de fomento da concorrência no setor da energia, nelas constando a definição e operacionalização do conceito de operador dominante. O quadro legal em Espanha também determina que as entidades que se qualifiquem como operadores dominantes devem assumir um conjunto de obrigações específicas, como, por exemplo,

a função de criador de mercado obrigatório, apresentando ofertas de compra e venda no mercado organizado de gás, para um determinado volume e com um diferencial de preços definido. Classificam-se como operadores dominantes aqueles com quota de mercado superior a 10% na produção e fornecimento de gás natural.

A «Resolución de 9 de julio de 2021», da Secretaria de Estado de Energia define que estão abrangidos pela condição de operador dominante a Naturgy, a Endesa e a Repsol. Estas entidades, de acordo com a mesma disposição legal e por essa razão, vinculados à obrigação de criação de mercado.

Importa, assim, discutir a introdução do conceito de operador dominante no SNG, bem como do critério objetivo para a sua concretização. A adoção de um critério semelhante ao que se aplica em Espanha (10% de quota de mercado, no aprovisionamento e na comercialização), conduz à identificação de, pelo menos, dois a três operadores dominantes em Portugal, com os dados de 2020. Todavia, pode esta medida 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.

### **3.2 MODELO DE FUNCIONAMENTO DO MERCADO À VISTA E ALOCAÇÃO DE CAPACIDADE NA INTERLIGAÇÃO**

O modelo de funcionamento do mercado organizado à vista prevê, nos termos do que foi conceptualizado pelos reguladores ibéricos, um modelo de atribuição implícita de capacidade na interligação entre Portugal e Espanha, o que permite a operacionalização de um livro de ordens de transação que é mais fungível entre os dois sistemas - as ofertas nos livros de ordens em Portugal e Espanha aparecem automaticamente “em espelho” no livro de ordens do país vizinho, adicionadas ou subtraídas da tarifa de interligação. Do lado português definiu-se que a tarifa aplicável à atribuição implícita era igual à tarifa para o horizonte trimestral, como forma de fomentar a negociação no mercado à vista.

Neste modelo de funcionamento, prevê-se, pois, a reserva de uma parte da capacidade de interligação para atribuição implícita através dos algoritmos de emparelhamento do MIBGAS (sendo, portanto, essa capacidade «retirada» da atribuição na PRISMA).

A implementação do modelo de atribuição implícita tem sido inviabilizada pela necessidade não concretizada de aprovação ministerial, em Espanha, de uma alteração às regras do MIBGAS, que contemple expressamente esta atribuição implícita de capacidade nos algoritmos de emparelhamento do MIBGAS. Esta dificuldade de consagração do modelo de mercado com estas características parece estar dependente,

pelo menos na interpretação de parte das autoridades espanholas, da existência de um Acordo Internacional entre Portugal e Espanha que o formalize.

Atualmente, os livros de ordens são totalmente separados, cabendo aos agentes de mercado, se assim pretendido, arbitrar as ofertas de compra e venda em cada um dos mercados (e livro de ofertas), em acréscimo à respetiva gestão da capacidade na interligação.

Tendo presente este contexto geral e o interesse em fomentar a liquidez e fungibilidade dos mercados português e espanhol, em setembro de 2021, a REN, a ENAGAS e o MIBGAS, apresentaram à ERSE e à CNMC, numa base meramente exploratória, sem estimativa de custos ou calendário de implementação, o modelo CEIA – *Combined Explicit and Implicit Allocation*, para atribuição de capacidade na PRISMA. Foi referido tratar-se de uma iniciativa que já tinha sido apresentada no Forum de Madrid, e sobre a qual a PRISMA terá feito um estudo de avaliação que recomendava a sua implementação em alguns VIP europeus, incluindo o VIP Pirineos.

Neste modelo CEIA, a atribuição de capacidade decorre em momentos específicos (leilões) e toma em conta as ofertas explícitas de capacidade enviadas pelos agentes ao PRISMA (como hoje em dia), bem como as ofertas implícitas de capacidade resultantes dos diferenciais de preço entre as ofertas de compra e de venda de gás enviadas aos operadores de mercado para cada zona de preço (requer a paragem da negociação em mercado e o envio, pelos operadores de mercado à PRISMA, dos volumes de oferta e dos preços nos seus livros de ordens).

O CEIA foi apresentado como alternativa ao modelo de atribuição implícita atualmente aprovado pelos reguladores, e que obrigaria, necessariamente, a uma revisão dos regulamentos e das regras de mercado. Estas regras, tratando-se de regras genéricas enquadradas no âmbito europeu e não de regras específicas para a fronteira portuguesa, parecem beneficiar de um quadro de aprovação mais facilitado, quer em Espanha, quer em Portugal. Em acréscimo, a existência e concretização de tal modelo poderá contribuir para fomentar a alteração de regras noutros entornos de mercado contíguos ao sistema ibérico, o que resulta em benefício da liquidez global de mercado.

**Medida:** avaliar a implementação de mecanismo conjunto de atribuição explícita e implícita de capacidade no PRISMA, em alternativa ao modelo previsto (e ainda não concretizado) de atribuição implícita.

Importa, assim, efetuar a discussão de uma possível adaptação do modelo de mercado, no sentido de conceptualizar a atribuição combinada, implícita e explícita, de capacidade na interligação, como forma de fomentar o funcionamento mais integrado do mercado regional ibérico de gás natural, com potenciais

benefícios numa escala geográfica mais abrangente, na medida em que possa ser replicado noutros entonos de mercado. Esta discussão e ponderação deve levar em conta as vantagens e as desvantagens que se identificam para este modelo de mercado (CEIA) e que se explicitam de seguida de forma resumida:

**VANTAGENS DO CEIA:**

- Atribuição de capacidade num único processo, eliminando-se ineficiências associadas à atribuição em processos separados (implícito e explícito);
- Desbloqueia (aparentemente) a aprovação ministerial à alteração às regras do MIBGAS;
- Solução escalável para outros VIP (nomeadamente o VIP Pirineos);
- Modelo aberto a novas plataformas de negociação que decidissem oferecer transações no VTP (que também poderiam enviar as ofertas dos seus livros para a PRISMA);
- Maior alinhamento com possíveis evoluções do desenho de mercado a nível europeu.

**DESVANTAGENS DO CEIA:**

- A atribuição na PRISMA obriga à paragem da negociação no mercado organizado, o que impede a atribuição de capacidade em mercado contínuo;
- Portugal só beneficiaria das ofertas de Espanha no momento dos leilões CEIA, na abertura da negociação e, eventualmente, em algum momento adicional ao longo do dia;
- Impede que se defina um preço mais baixo para a capacidade atribuída de forma implícita (que podia funcionar como catalisador da liquidez no mercado à vista no VTP);
- Obriga à revisão da regulamentação já aprovada sobre a atribuição implícita.

Numa perspetiva abrangente, entende o operador de mercado que o modelo CEIA, apesar de ter o envolvimento de uma entidade adicional (PRISMA) – o que complexifica a operação, sobretudo no capítulo das comunicações -, é conceptualmente mais simples, de mais fácil implementação e, potencialmente, menos oneroso.

A implementação de um modelo de atribuição implícita parece, como atrás se referiu, um aspeto relevante para se fomentar a liquidez no VTP, de modo a que os agentes tenham ao seu dispor um mais amplo quadro de opções de aprovisionamento. Atualmente verificam-se no VIP muitas situações de nomeações em

sentido contrário ao fluxo económico do VTP – o releva de menor eficiência económica nas transações -, que poderiam ser eliminadas pela existência de atribuição implícita.

A desvantagem associada à não atribuição implícita durante o mercado contínuo pode ser compensada com a vantagem de se conseguir a aprovação de regras mais célere que o atualmente prospetivado, passando o mercado a dispor, pelo menos em certos momentos do dia, de um mecanismo de atribuição implícita que pode funcionar como agregador de liquidez.

### **3.3 MEDIDAS DE FOMENTO DA LIQUIDEZ DE MERCADO ORGANIZADO**

Como atrás se referiu, a liquidez de mercado é um aspeto crítico e central para que os agentes que nele atuam possam aceder a condições niveladas de aprovisionamento, como para permitir que o sinal de preço que o mercado constitui tenha representatividade das reais condições operativas. Estes aspetos são igualmente relevantes nos horizontes de curto e médio prazo, sendo que existe uma óbvia e natural interdependência entre a negociação à vista e a negociação a prazo.

A observância de baixos níveis de liquidez no mercado organizado de gás natural tem consequências diretas na estrutura de aprovisionamento dos agentes e na forma como estes efetuam a cobertura dos riscos de variação de preço numa lógica de maturidades mais alargadas. Ora, neste contexto, a implementação de medidas indutoras de liquidez são, direta e indiretamente, contribuintes para a estruturação de um mercado mais funcional e participado e, ao mesmo tempo, menos exposto a riscos sistémicos.

No atual contexto de regras do mercado organizado (regras MIBGAS) está prevista a implementação da figura do criador de mercado, que visa facilitar a liquidez neste referencial de negociação. Com efeito, as regras do MIBGAS aprovadas pela ERSE preveem, no seu ponto 2.1.5, a possibilidade de serem estabelecidos, mediante aprovação da ERSE, Acordos de Criação de Mercado em condições objetivas, transparentes e não discriminatórias. O custo com a contratação deste serviço integra o orçamento operacional do MIBGAS, não recaindo diretamente sobre os agentes contratantes.

A atuação enquanto criador de mercado pode ter uma natureza voluntária (como o regime geral expresso nas regras MIBGAS), ou ser mandatária como decorrência de outras condições de atuação em mercado como a qualificação de operador dominante (conforme explicitado na secção 3.1 deste documento). As duas situações estão implementadas, no contexto do MIBGAS, para o sistema espanhol, pelo que importa refletir sobre esta abordagem.

## ENQUADRAMENTO EM ESPANHA

### a) Criador de mercado obrigatório

Como já referido, o quadro normativo em Espanha estabelece que as entidades que se qualifiquem como operadores dominantes no âmbito do [Real Decreto-ley 6/2000](#), de 23 de junho, devem assumir a função de criador de mercado obrigatório, apresentando ofertas de compra e venda no mercado organizado de gás, para um determinado volume e com um diferencial de preços definido. A «Resolución de 9 de julio de 2021», da Secretaria de Estado de Energia define que estão abrangidos pela condição de operador dominante a Naturgy, a Endesa e a Repsol, pelo que estas entidades assumem a condição de criador de mercado obrigatório no MIBGAS.

De forma granular, para o criador de mercado obrigatório estão definidas as seguintes condições:

- Deve ser assegurado por cada criador de mercado um spread de 0,35 €/MWh entre ofertas de compra e de venda para os produtos intradiário, diário (fim-de-semana incluído), resto de mês e mensal;
- Oferta de 5,68% do volume de aprovisionamento de cada criador de mercado no ano anterior;
- Definição de isenções da obrigação de prestação do serviço:
  - em 20% do tempo;
  - durante 3 sessões por mês;
  - em situações técnicas extraordinárias;
  - quando o criador de mercado detenha informação privilegiada;
  - em situação de operação excecional;
  - durante a realização de ações de compensação (na totalidade do tempo que decorre a ação se for num período de 2 horas ou em 40% da duração da sessão para onde esteja anunciada ação de compensação, quando não exista período de atuação definido);
  - em situações de *fast market* declaradas pelo Operador de mercado.

### b) Criador de mercado voluntário

Em Espanha, para além dos criadores de mercado obrigatórios (impostos pela lei) existem mecanismos de contratação de criadores de mercado voluntários, pelo MIBGAS, mediante o pagamento de uma compensação.

Apesar de estar prevista a contratação do serviço para vários produtos, esta tem-se cingido ao produto mês seguinte (de acordo com a informação que consta de [«Informe» publicado pela CNMC](#)).

Atento este contexto e, inclusivamente, a vantagem de harmonização do contexto operativo dos mercados de gás natural de Espanha e Portugal, importa ponderar a criação da figura de criador de mercado, considerando-se, para o efeito, a coexistência dos estatutos voluntário e obrigatório.

**Medida A:** prever a adaptação das regras MIBGAS na sequência de eventual consagração legal do conceito de operador dominante (secção 3.1) para previsão da figura de criador de mercado obrigatório no VTP.

**Medida B:** aprovar o procedimento de contratação, pelo MIBGAS, de criador de mercado voluntário no VTP.

Na conceptualização destas medidas e sobretudo no paralelo que se efetue com o regime vigente em Espanha, importa ter em conta que neste país o papel e a participação dos criadores de mercado voluntários estão mais facilitados, quer pela existência de ofertas dos criadores de mercado obrigatórios, quer ainda pela maior maturidade do próprio mercado, que permite a estes agentes desfazer, sem grande prejuízo, transações desfavoráveis.

Por outro lado, em Portugal, parece haver maior interesse, pelo menos numa primeira abordagem, em se contratar o serviço para os produtos diário e intradiário, o que difere do que existe atualmente em Espanha, em que essa contratação está cingida aos produtos mensais. Existe a convicção que o desempenho da função de criador de mercado para produtos de curto e muito curto prazo, cuja cotação reflete variações de consumo e constrangimentos operacionais também de curto prazo, é mais complexa, mas parece ser por este referencial que há maior procura de liquidez (e, conseqüentemente, maior interesse em fomentar essa mesma liquidez). Importa, assim, ponderar a atratividade e a eficácia dos eventuais procedimentos de contratação de criadores de mercado, de modo a potenciar a prestação do serviço em condições de eficácia.

Apesar da ERSE avaliar positivamente a existência de criadores de mercado e, conseqüentemente, do próprio procedimento de contratação de um criador de mercado para o VTP, importa analisar a efetividade do mesmo e o real benefício para mercado da atuação dos criadores de mercado, o que se reflete na definição dos critérios de adjudicação e das condições mínimas para a adjudicação do serviço. Tal pressupõe, no entender da ERSE, a realização de uma avaliação postecipada dos procedimentos de contratação, que identifiquem os citados custos e benefícios e, sendo caso disso, possíveis aspetos a alterar no desenho do procedimento.



Caso se verifique que as condições procedimentais não sejam satisfatórias na ótica dos agentes (não garantam atratividade para a função de criador de mercado voluntário), pode avaliar-se o interesse de implementar um mecanismo alternativo que assegure mais condições para a prestação deste serviço, nomeadamente associando à prestação do serviço uma atribuição gratuita de flexibilidade do *linepack* (FLP).

Numa primeira abordagem conceptual da ERSE, esta possibilidade daria aos criadores de mercado uma maior flexibilidade operacional que resultaria, espera-se, em melhores condições oferecidas (*spread* e tempo mínimo de oferta) para a atuação como criador de mercado. Refira-se que esta possibilidade não geraria perdas de receitas para o sistema pois, as receitas da atribuição da FLP são devolvidas aos agentes através do mecanismo de neutralidade. Por outro lado, a cativação de uma parte da FLP para este fim poderia até levar a um aumento da valorização e da correspondente receita com a restante atribuição da FLP. Finalmente, a cativação da FLP também não prejudica os agentes mais pequenos, na medida em que 92% da FLP para 2021/22 foi contratada pelos 4 maiores agentes.

### 3.4 FUNCIONAMENTO DO MERCADO E GESTÃO DE DESEQUILÍBRIOS

#### DEFINIÇÃO DA REGRA DE APURAMENTO DO PREÇO MÉDIO PONDERADO

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<sub>ES</sub>), 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<sup>4</sup>, aplicando-se em seguida o ajustamento atrás mencionado (3%).

Com o arranque da negociação de produtos no VTP em mercado organizado, a formação dos preços de desequilíbrio teve que necessariamente passar a ter em conta os preços das transações em Portugal, de acordo com as regras do Código de Rede de Compensação, tendo sido necessário definir qual a regra aplicável na ausência de transações em Portugal.

---

<sup>4</sup> Tarifa trimestral do lado português e diária do lado de Espanha.

Uma vez que se entendeu que a soma/subtração da tarifa de interligação se tornava demasiado penalizadora<sup>5</sup>, em especial para os pequenos agentes com pouca flexibilidade, optou-se por utilizar uma referência de preço de curto prazo em Portugal relativa aos dias imediatamente anteriores. Assim, a regra adotada foi a de utilizar o PMP do VTP (PMP<sub>PT</sub>) do dia anterior, quando não tenham decorrido mais de sete dias sem transações, e de apenas utilizar a regra anteriormente em vigor<sup>6</sup> nos restantes casos.

Aquando da aprovação deste quadro de regras, a sua aplicação estava adequada ao regime de funcionamento do mercado, não suscitando distorções ou problemas de concretização. Com efeito, os níveis de preço e volatilidade históricos do mercado espanhol apontavam para que a variação de preços de curto prazo poucas vezes ultrapassasse<sup>7</sup> o valor das tarifas de interligação de entrada ou de saída para o horizonte intradiário (situação na qual se geram incentivos à arbitragem com a programação de desequilíbrios). Por outro lado, existia ainda expectativa que as transações no VTP em mercado organizado fossem mais frequentes, tornando relativamente rara a ocorrência de sete dias sem preço.

A Figura 3-7 ilustra que, em 2020, foram pontuais as situações em que a variação de preços de curto prazo, ultrapassou o valor das tarifas de utilização do VIP no horizonte intradiário. As linhas azuis e laranja mais carregadas correspondem à relação entre o preço da importação/exportação de Espanha no horizonte intradiário e o PMP<sub>ES</sub>, enquanto as linhas mais ténues a verde, a azul, e a amarelo correspondem à relação entre o PMP<sub>ES</sub> de d-i e o PMP<sub>ES</sub> do dia d, com i igual a 1, 4 e 7, respetivamente.

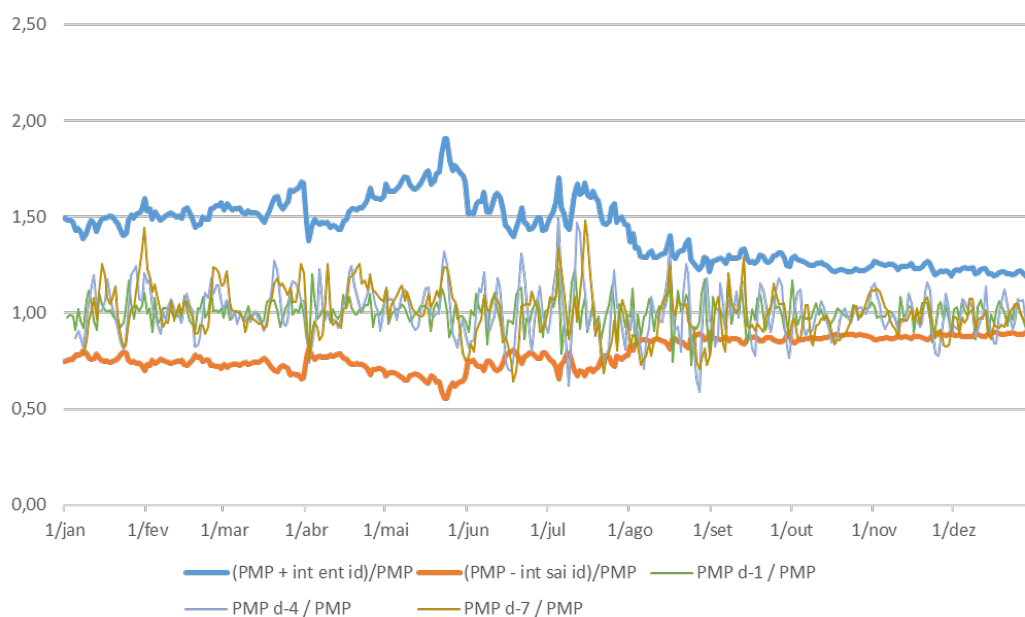
---

<sup>5</sup> Para os níveis de preço de 2020, a tarifa de interligação representaria por si só uma penalidade média de 10 a 18% do PMP de Espanha, dependendo do sentido.

<sup>6</sup> PMP de Espanha mais ou menos a tarifa de interligação.

<sup>7</sup> Em 2020 apenas em 3% dos dias a variação do PMP<sub>ES</sub> entre d-1 e d superou o valor da tarifa de utilização do VIP no horizonte intradiário (11% dos dias se se considerar a variação entre d-7 e d).

Figura 3-7 – Comparação entre o PMP<sub>ES</sub> de dias anteriores e o PMP<sub>ES</sub> afetado das tarifas de interligação no horizonte intradiário, 2020



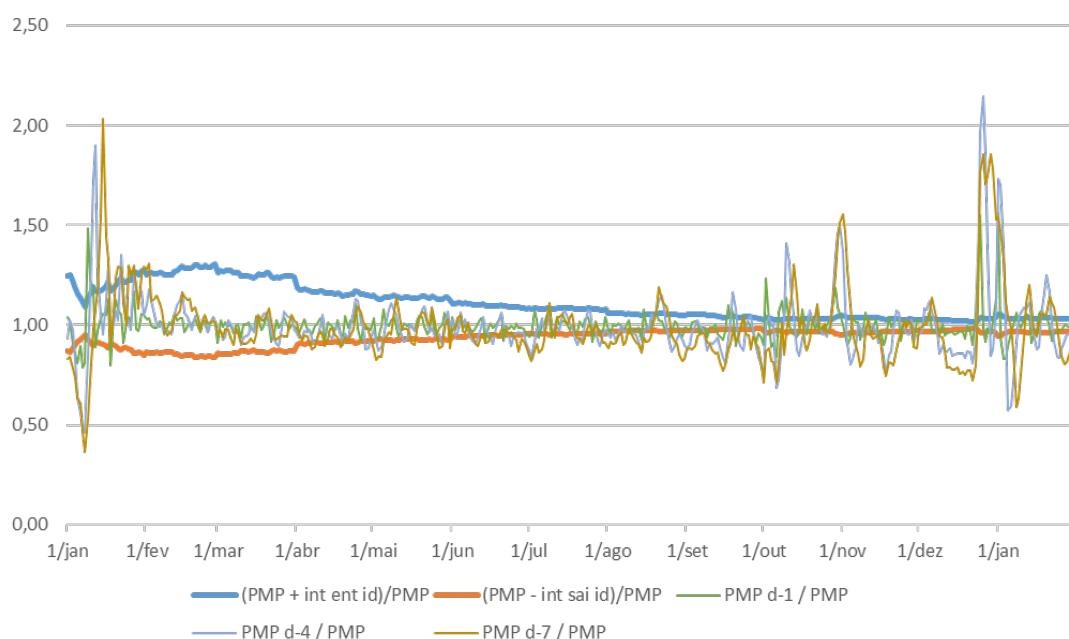
#### ALTERAÇÃO DAS CONDIÇÕES DE MERCADO DURANTE O ANO DE 2021

Durante o ano de 2021, em particular a partir do segundo semestre, alteraram-se drasticamente as condições de mercado face ao momento em que foi definida a regra de cálculo do PMPPT.

O PMPES passou de cerca de 10€/MWh em 2020 para mais de 60€/MWh no segundo semestre de 2021, tendo ultrapassado claramente os 100€/MWh durante o mês de dezembro. Este aumento de preços traduziu-se numa redução acentuada do peso relativo do custo de utilização do VIP face ao preço do gás, o que torna menos penalizador, em termos relativos, o recurso ao PMP<sub>ES</sub> afetado das tarifas de utilização do VIP para determinar o PMP<sub>PT</sub>.

Por outro lado, a volatilidade também aumentou, tornando mais provável que a variação diária de preços supere o custo de utilização do VIP no horizonte intradiário. Da análise à Figura 3-8 torna-se evidente que a variação diária de preços passou a superar muito frequentemente o custo de utilização do VIP, em especial a partir do segundo semestre de 2021.

Figura 3-8 – Comparação entre o PMP<sub>ES</sub> de dias anteriores e o PMP<sub>ES</sub> afetado das tarifas de interligação no horizonte intradiário, 2021 e 2022



Neste contexto, em situações de ausência de transações em Portugal, o recurso aos PMP<sub>PT</sub> de dias anteriores para determinar o PMP<sub>PT</sub>, torna muito mais prováveis divergências elevadas entre o PMP<sub>PT</sub> e o valor do gás em Espanha, o que pode incentivar arbitragens que prejudiquem a equilíbrio da rede.

Cabe ainda referir, que a liquidez no VTP se reduziu significativamente a partir de novembro o que obrigou a recorrer mais frequentemente à regra alternativa de determinação do PMP<sub>PT</sub>.

### EVOLUÇÃO DO PMP<sub>PT</sub>

A Figura 3-9 mostra a evolução do PMP<sub>PT</sub> em relação ao PMP<sub>ES</sub> desde 16 de abril de 2021. Até ao final de outubro, o PMP<sub>PT</sub> foi, com raras exceções, determinado com base em transações ocorridas no VTP, tendo a variável PMP<sub>PT</sub>/PMP<sub>ES</sub> registado muita volatilidade e um valor, normalmente, acima de 1. A partir de novembro tornou-se mais frequente que, o PMP<sub>PT</sub> passasse a ser determinado sem que existissem transações no VTP.

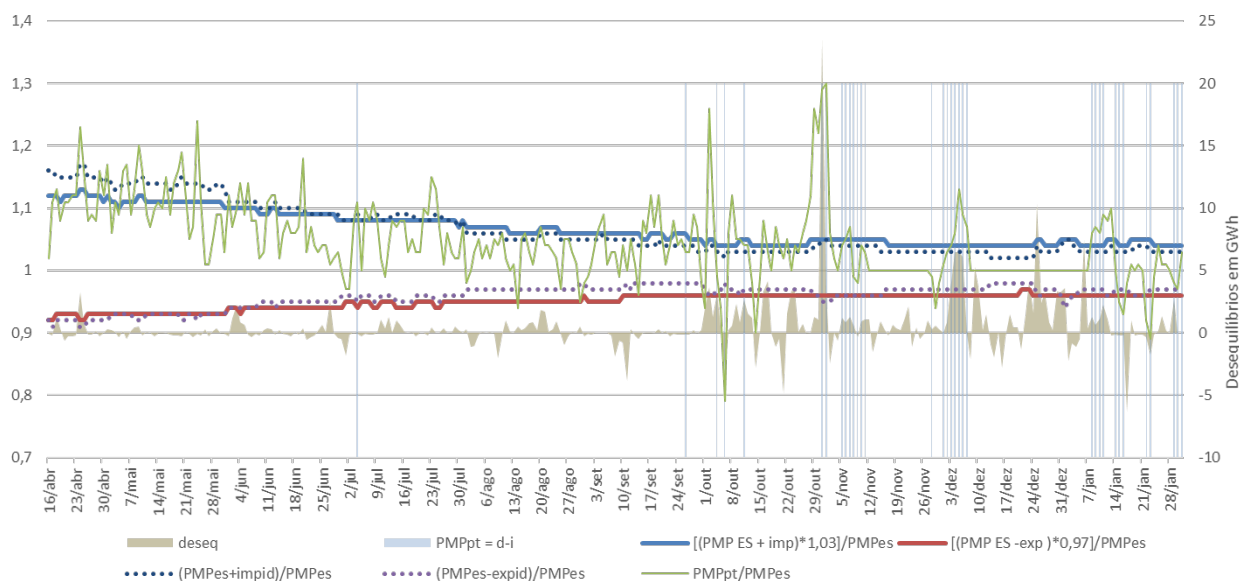
<sup>8</sup> A linha verde corresponde à evolução do PMP<sub>PT</sub>/PMP<sub>ES</sub>.

Os dias que coincidem com as colunas azuis, são dias em que o PMP<sub>PT</sub> foi determinado com recurso ao último PMPPT registado nos sete dias anteriores. Os dias que apresentam um valor estável igual a 1 correspondem aos dias em que foi necessário recorrer ao PMP<sub>ES</sub> para determinar o PMP<sub>PT</sub><sup>9</sup>.

As linhas tracejadas a azul e a vermelho correspondem àquele que seria o custo de aquisição/venda de gás por parte de um agente de mercado que recorresse à importação/exportação através do VIP, no horizonte intradiário<sup>10</sup>. As linhas cheias a azul e a vermelho correspondem aos preços teóricos dos desequilíbrios, de acordo com a fórmula definida no MPGTG, caso fosse necessário recorrer ao PMP<sub>ES</sub> para calcular esses preços.

Da consulta a esta figura verifica-se que alguns dos valores mais extremos da variável PMP<sub>PT</sub>/PMP<sub>ES</sub> coincidem com as barras azuis, e estão, muitas das vezes, abaixo ou acima das linhas tracejadas, potenciando assim, eventuais arbitragens. Estes dias coincidem também com o registo de alguns valores mais elevados de desequilíbrios, como é exemplo o dia 31 de outubro ou a primeira semana de dezembro.

Figura 3-9 – Evolução dos preços em PT e ES face ao PMP<sub>ES</sub>



**Medida:** Rever a fórmula do Preço Médio Ponderado em Portugal em situações de ausência de transações.

<sup>9</sup> Por já terem decorrido mais de 7 dias sem transações no VTP.

<sup>10</sup> Admitindo que o agente de mercado adquiria o gás em Espanha, no horizonte intradiário, a um preço igual ao PMP.

Apesar de ser desejável a existência de estabilidade das regras de equilíbrio da rede de transporte, entende-se que, face ao exposto, e no atual contexto, se justifica uma revisão da fórmula de cálculo do  $PMP_{PT}$  aplicável nas situações em que não existem transações para o dia em questão, para proteger o sistema português de atuações que podem prejudiciais para o equilíbrio da rede de transporte e para os agentes com menor capacidade de arbitragem em mercado.

Assim, na ausência de transações que permitam calcular o  $PMP_{PT}$  para o dia  $d$ , propõe-se que 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. Entende-se que esta regra é a que, não tornando demasiado onerosos os custos dos desequilíbrios, melhor incentiva a atuação dos agentes no sentido de equilibrarem as suas carteiras.

Espera-se que a adoção de medidas de fomento da liquidez e uma atuação mais proactiva do GTG na realização de ações de compensação possam permitir um maior número de dias com transações no VTP, minimizando assim o recurso a esta regra.

Em termos concretos propõe-se que o ponto 4 do Procedimento n.º 13 do MPGTG passe a ter a seguinte redação:

O preço médio ponderado do gás em cada dia de gás  $d$  será calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$PMP_d = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{i,d} * E_{i,d})}{\sum_{i=1}^n E_{i,d}}$$

em que:

$PMP_d$	Preço médio ponderado do gás do dia de gás $d$ .
$d$	Dia de gás.
$n$	Número de transações de produtos de gás para entrega no VTP no dia de gás $d$ , no mercado organizado de gás .
$P_{i,d}$	Preço da transação $i$ de produtos de gás para entrega no VTP no dia de gás $d$ , expresso em €/MWh com duas casas decimais, no mercado organizado de gás .
$E_{i,d}$	Energia da transação $i$ de produtos de gás para entrega no VTP no dia de gás $d$ , expressa em MWh, no mercado organizado de gás .

Quando não existam transações de produtos de gás para entrega no VTP no dia de gás  $d$ , o  $PMP_d$  apurar-se-á tomando em consideração o  $PMP_d$  de Espanha, apurado com as transações de produtos de gás para

entrega no *Punto Virtual de Balance* de Espanha no dia de gás  $d$ , afetado do preço da capacidade atribuída por mecanismo implícito de capacidade de interligação.

A aplicação do disposto no parágrafo anterior implica que, para efeitos do apuramento do preço marginal de venda e do preço das conciliações que correspondam a aquisições de gás pelo GTG, será descontado ao  $PMP_d$  de Espanha o valor aplicado à utilização da capacidade de interligação, no mecanismo de atribuição de capacidade implícita, às saídas de Portugal e às entradas em Espanha. Para efeitos do apuramento do preço marginal de compra e do preço das conciliações que correspondam a vendas de gás pelo GTG, será adicionado ao  $PMP_d$  de Espanha o valor aplicado à utilização da capacidade de interligação, no mecanismo de atribuição de capacidade implícita, às saídas de Espanha e às entradas em Portugal.

Rua Dom Cristóvão da Gama, 1  
1400 – 113 Lisboa  
Tel: 21 303 32 00  
Fax: 21 303 32 01  
Email: [erse@erse.pt](mailto:erse@erse.pt)  
Internet: [www.erse.pt](http://www.erse.pt)

