

Estudo de Gas Release para o Mercado Brasileiro de Gás Natural

PREPARED BY

Carlos Lapuerta

Dan Harris

Marcella Fantini



CONTRATANTES



Versão original do estudo foi entregue na língua inglesa. Em caso de qualquer discrepância, prevalece a versão inglesa, que consta como anexo a este documento.

ÍNDICE

I. Introdução	3
II. Sumário Executivo.....	Erro! Indicador não definido.
A. A necessidade de um Programa de Gas Release (GRP) no Brasil ..	Erro! Indicador não definido.
B. O desenho de um Programa de Gas Release para o Brasil.....	Erro! Indicador não definido.
III. As recentes reformas no Brasil.....	Erro! Indicador não definido.
IV. A Necessidade de um Programa de Gas Release (GRP)	10
A. A Experiência Européia	Erro! Indicador não definido.
B. Concentração no Brasil	Erro! Indicador não definido.
C. Problemas com market share caps (limites de participação de Mercado)	17
1. “Innovative Sales” (Vendas Inovadoras) na Italia.....	17
2. Implementação tardia do ‘Market share cap’ na Turquia.....	19
D. Conclusões sobre a necessidade de Gas Release no Brasil	20
V. O Desenho de um Programa de Gas Release para o Brasil	21
A. O Tamanho Adequado de um Programa de Gas Release	21
1. Antecipando o aumento da produção de gás	Erro! Indicador não definido.
2. Mercados regionais e de produtos.....	27
B. Duração.....	Erro! Indicador não definido.
C. Leilões e o Preço do Gas Release	30
D. Pontos de Entrega, Flexibilidade e Capacidade de Liberação	32
1. Pontos de Entrega.....	Erro! Indicador não definido.
2. Flexibilidade	Erro! Indicador não definido.
E. Liberação de cliente e liberação de capacidade.....	Erro! Indicador não definido.
F. Venda de Gás a Grandes Consumidores.....	Erro! Indicador não definido.
G. Requisitos Administrativos	37
1. Autoridade Administrativa	Erro! Indicador não definido.
2. Frequência e Duração dos Contratos	38
3. Tamanho do Lote.....	Erro! Indicador não definido.
4. Requisitos de crédito e condições de pagamento..	Erro! Indicador não definido.
5. Informação e Transparência	Erro! Indicador não definido.
Apêndice A: A Experiência Internacional.....	Erro! Indicador não definido.
A. Itália.....	Erro! Indicador não definido.

- a) O Limite das Quotas de Mercado e as “Innovative Sales” do Agente Dominante 42
- b) O Primeiro Programa de Gas Release..... **Erro! Indicador não definido.**
- c) Programas Adicionais de Gas Release **Erro! Indicador não definido.**
- B. Alemanha **Erro! Indicador não definido.**
 - a) Gas Release resultante da fusão E.ON-Rurhgas 46
 - b) Proibição de Contratos de Longo Prazo e Liberação do Cliente ... **Erro! Indicador não definido.**
- C. Hungria..... **Erro! Indicador não definido.**
 - a) O Programa de Gas Release Proposto..... **Erro! Indicador não definido.**
 - b) A Proposta de Liberação de Contrato..... **Erro! Indicador não definido.**
 - c) Conclusões sobre os programas de Gas Release e de Contrato propostos ... **Erro! Indicador não definido.**
- D. Polônia **Erro! Indicador não definido.**
- E. Portugal..... 57
- F. Espanha..... **Erro! Indicador não definido.**
- G. Reino Unido..... **Erro! Indicador não definido.**

I. Introduction

1. O Brasil está há vários anos no processo de liberalização de seu mercado de gás natural, tendo lançado mais recentemente o Programa “Novo Mercado de Gás”. Em consonância com a legislação relacionada, o programa tem como objetivo promover o acesso ao mercado, além da concorrência e da transparência no mercado de gás. No contexto dessas reformas, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) lançou uma consulta pública sobre a possibilidade de um programa de Gas Release (GRP) para tratar da concentração no mercado brasileiro de gás.
2. A Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia (ABRACE) contratou o The Brattle Group a fim de analisar o potencial de um programa de Gas Release para melhorar a concorrência no mercado brasileiro de gás natural. Especificamente, a ABRACE perguntou:
 - a. Considerando a estrutura do mercado brasileiro de gás natural, um programa de Gas Release (GRP) poderia alcançar as metas do Programa Novo Mercado de Gás?
 - b. Como outros países implementaram GRPs? Quais são as principais lições da experiência internacional?
 - c. Assumindo a necessidade de um GRP para alcançar as metas do Programa ‘Novo Mercado de Gás’, como o programa deve ser desenhado, considerando as especificidades do mercado brasileiro de gás? Por exemplo:
 - i. Que nível de concentração um GRP Brasileiro poderia almejar?
 - ii. Como e onde o gás natural, sob um GRP brasileiro, deve ser entregue e precificado, considerando particularmente que o Brasil é dividido em vários mercados estatais de gás e que as regras diferem entre os estados?
 - iii. Qual é o papel da flexibilidade ao definir um GRP?

“Original Brattle report delivered is in English. In case of discrepancies between the Portuguese and the English version of the report, the English version prevails.”

II. Sumário Executivo

A. A necessidade de um Programa de Gas Release (GRP) no Brasil

3. O Brasil adotou recentemente uma legislação fundamental para a liberalização do seu mercado de gás natural, permitindo o acesso regulamentado e não discriminatório à infraestrutura de rede essencial. A autoridade da concorrência também deu um passo importante ao garantir compromissos da Petrobras para alienar suas participações acionárias no transporte e distribuição de gás natural. Juntas, as regras de alienação e desagregação (unbundling) conferem credibilidade às reformas. No entanto, a experiência internacional indica que o Brasil também precisará de um programa significativo de Gas Release.
4. Em particular, a experiência internacional apresenta muitos exemplos de países que iniciaram o processo de liberalização com ampla legislação de natureza similar à recentemente adotada no Brasil, que enfatizava o acesso não discriminatório às redes de gás natural, com ênfase particular na desconcentração. No entanto, mostrou-se difícil para o desenvolvimento da concorrência em países onde agentes dominantes (incumbents) controlavam o acesso à maior parte dos recursos disponíveis de gás natural, Como ocorre atualmente no Brasil.
5. Alguns países impuseram limites legais à participação máxima de mercado de um fornecedor de gás. Mas as empresas encontraram maneiras de adiar a conformidade (compliance), ou cumprir sem entregar uma concorrência efetiva como pretendido. A experiência mostra que programas eficazes de Gas Release são essenciais para o desenvolvimento bem-sucedido da concorrência.
6. Recomendamos, portanto, que o Brasil complemente as recentes reformas com a implementação de um programa de Gas Release (GRP) capaz de oferecer uma estrutura de mercado competitiva.

B. O desenho de um Programa de Gas Release para o Brasil

“Original Brattle report delivered is in English. In case of discrepancies between the Portuguese and the English version of the report, the English version prevails.”

7. Aproveitamos a experiência internacional para desenvolver recomendações detalhadas para um programa de Gas Release (GRP) no Brasil. O projeto aborda questões-chave, incluindo:
 - a. O tamanho do programa, portanto, o volume de lançamentos a cada ano;
 - b. A duração do GRP;
 - c. Como definir o preço do gás liberado;
 - d. As medidas de acompanhamento exigidas em relação à capacidade do gasoduto;
 - e. A possível necessidade de dispensar os clientes de contratos de longo prazo existentes;
 - f. Questões administrativas.
8. A experiência internacional mostra que alguns programas têm sido relativamente ineficazes devido à sua pequena dimensão em relação ao mercado. Para garantir um programa eficaz, a melhor abordagem é adotar uma métrica para uma estrutura de mercado competitiva, como o índice Herfindal-Hirschman (HHI). Apoiamos as diretrizes adotadas pela Comissão Europeia e pelo Departamento de Justiça dos Estados Unidos, que indicam que um HHI inferior a 1.500 é um indicador geral de uma estrutura de mercado competitiva. Sugerimos um período de transição de cerca de cinco anos para alcançar a meta HHI. Isso evitará mudanças no mercado que possam ser disruptivas.
9. Ao elaborar um programa de Gas Release (GRP), é importante reconhecer que o Brasil ainda não possui uma rede integrada de dutos, cobrindo todas as áreas do país. O Gas Release em alguns locais não necessariamente terá impacto em outros. Recomendamos, portanto, dividir o país conceitualmente em mercados regionais separados, que enfrentam restrições significativas de capacidade limitada de gasodutos. Recomendamos projetar um programa de Gas Release (GRP) que obtenha metas de HHI nos mercados regionais separadamente.
10. Os volumes apropriados para um programa dependerão, em parte, dos aumentos previstos na produção de gás natural offshore. Reconhecemos que o Brasil espera um aumento significativo na produção de gás natural até 2030, em parte, graças aos investimentos contínuos e prospectivos de outras empresas que não a Petrobras. Como primeiro passo, recomendamos forjar o impacto que esse investimento terá na estrutura futura do mercado, independentemente de um programa de Gas Release. Uma segunda etapa determinaria um volume alvo de gás liberado a cada ano, calculado como o suplemento necessário para atingir as metas do HHI durante um período de tempo estendido. Os volumes liberados seriam significativamente maiores nos primeiros anos do programa, diminuindo ao longo do tempo, à medida que as datas de conclusão, projetadas dos principais novos campos de gás, contribuissem para a redução da participação de mercado da Petrobras.

“Original Brattle report delivered is in English. In case of discrepancies between the Portuguese and the English version of the report, the English version prevails.”

11. A experiência internacional confirma a importância em estabelecer programas que podem durar entre cinco e dez anos. Seria perigoso esperar que um horizonte de tempo mais curto – por exemplo, de apenas dois anos – pudesse ser uma maneira eficiente de atrair novos operadores, que complementaríamos os volumes liberados com contratos de importação de longo prazo após o término do programa.
12. Apoiamos o uso de leilões como o instrumento mais eficaz para um programa de Gas Release de longo prazo. No entanto, não recomendamos a utilização de preços de reserva nos leilões. Alguns países fixaram preços de reserva que garantiram aos agentes dominantes a recuperação dos seus custos de aquisição de gás natural. Entretanto, os preços de reserva limitam a possibilidade de os concorrentes oferecerem aos consumidores preços mais baixos sobre os volumes adquiridos em leilão.
13. Se um agente dominante tiver preocupações sobre a recuperação dos custos, existem formas de resolver tais preocupações sem introduzir um preço de reserva. Por exemplo, a Itália tem legislação para leilões sem qualquer preço de reserva significativo. Os leilões podem, por conseguinte, revelar o verdadeiro valor concorrencial de um recurso, como o gás natural ou a capacidade de armazenamento. Simultaneamente, estão em vigor disposições separadas, que permitem ao agente dominante recuperar as perdas no leilão, permitindo ao regulador angariar os fundos necessários em seu nome por meio de uma sobretaxa de utilização da rede de transporte ou distribuição.
14. Recomendações adicionais estão relacionadas à “liberação de capacidade” (capacity release) e “liberação do cliente” (customer release). A disponibilização de gás não terá impacto, a menos que os compradores também tenham a capacidade de transportar esse gás para clientes em potencial e, também, tenham acesso a recursos suficientemente flexíveis, como o armazenamento de GNL, para atender à demandas flutuantes dos clientes ao longo do tempo. Para garantir a eficácia do gas release, recomendamos complementá-la com disponibilização de capacidade (capacity release).
15. O Gas Release não oferecerá nenhum benefício para os clientes existentes que estejam vinculados a contratos de gás de longo prazo com um agente dominante. A experiência da Alemanha indica que a concorrência deu um grande passo à frente quando a autoridade da concorrência liberou os clientes das restrições dos contratos existentes, declarando que era inerentemente anticompetitivo para um contrato de fornecimento de gás natural bloquear um cliente, junto ao seu fornecedor existente, por um certo número de anos. Essa decisão deu aos clientes existentes liberdade imediata para adquirirem partes significativas das suas necessidades de gás natural a partir de fontes alternativas. Recomendamos uma regra semelhante que salvaguardaria os direitos dos clientes existentes para uma escolha efetiva

“Original Brattle report delivered is in English. In case of discrepancies between the Portuguese and the English version of the report, the English version prevails.”

entre todos os fornecedores de gás concorrentes, incluindo a Petrobras e os participantes no programa de Gas Release (GRP).

16. Finalmente, desenvolvemos algumas recomendações sobre os requisitos administrativos para um GRP brasileiro:
 - a. Seria desejável que a responsabilidade pela supervisão do GRP fosse atribuída claramente a um único órgão (a Autoridade GRP). Este não precisa ser um novo órgão – por exemplo, a autoridade GRP poderia fazer parte do regulador de energia;
 - b. Os leilões de disponibilização de gás ocorreriam todos os anos, e o produto vendido teria um contrato de fornecimento de gás de um ano. No entanto, se pode ser útil para as partes terem contratos mais longos, então não há razão para que a Petrobras não possa vender um mix de contratos de um ano, dois anos ou mais. Os compradores de gás sob o GRP, por sua vez, poderiam negociar gás sob contratos de curto prazo em um mercado secundário para criar liquidez de mercado. A Petrobras poderia atuar como ‘market maker’ no mercado secundário, sob supervisão de um monitor de mercado;
 - c. Normalmente, um volume de Gas Release será vendido em ‘lotes’ de um determinado volume. Para determinar o tamanho apropriado do lote, recomendamos que a Autoridade GRP realize uma pesquisa de potenciais participantes do programa para estabelecer o volume de gás que os compradores gostariam;
 - d. Em outros GRPs, vimos que os agentes dominantes podem tentar usar termos de crédito onerosos para limitar a participação. Recomendamos que os requisitos de crédito para compradores do GRP não sejam mais onerosos do que os requisitos de crédito que eles têm para comprar gás das empresas locais de distribuição (Local Distribution Companies, LDCs). Se os termos de crédito se tornarem um problema para a Petrobras, a autoridade do GRP poderia oferecer a garantia das obrigações dos compradores nos termos do GRP. Não vimos tal ‘programa de garantia’ (guarantee program) em outras jurisdições, mas poderia ser um recurso inovador que o Brasil poderia aplicar para maximizar a participação no GRP. As condições de pagamento devem seguir as práticas típicas do mercado brasileiro.
 - e. A Autoridade GRP também seria responsável por garantir que os participantes estejam bem informados sobre o processo do programa e os requisitos de participação, por exemplo, organizando um site e reuniões para tratar de questões sobre o GRP.

“Original Brattle report delivered is in English. In case of discrepancies between the Portuguese and the English version of the report, the English version prevails.”

III. As recentes reformas no Brasil

17. Em abril de 2021, o Brasil publicou a Nova Lei do Gás, que deu início ao processo de criação do novo mercado de gás (New Gas Market).¹ A Lei do Gás especifica as atividades sujeitas à regulação e identifica a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) como reguladora e supervisora do setor.² O Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural, instituído em 2019, acompanhará o andamento da abertura do mercado.³
18. A Nova Lei do Gás prevê:
 - a. O regime de autorização aplicável às atividades de transporte e armazenamento de gás, que substituiu o antigo regime de concessão;⁴
 - b. Desagregar a transmissão de atividades comerciais como exploração, desenvolvimento, produção, importação, venda e revenda de gás natural;⁵
 - c. Implementação do modelo tarifário de entrada-saída (entry-exit tariff) para a capacidade de transmissão;⁶
 - d. Acesso de terceiros ao transporte de gás, às instalações de processamento de gás e aos terminais de GNL.⁷
19. Em junho de 2021, o Governo publicou um decreto com disposições mais específicas para implementar a Lei do Gás.⁸ O decreto fornece detalhes sobre os objetivos da Lei do Gás⁹,

¹ Lei n. 14,134, dated 8 April 2021.

² Lei n. 14,134, dated 8 April 2021, art. 1. Specifies that the gas activities identified in the new Gas Law include natural gas transportation using pipelines, import and export of natural gas, flowing, treating, processing, underground storage, conditioning, liquefaction, regasification and commercialization of natural gas.

³ Decreto n. 9,934, dated 24 July 2019.

⁴ Lei n. 14,134, dated 8 April 2021, Art. 4 and 20, respectively.

⁵ Lei n. 14,134, dated 8 April 2021, Art. 5.

⁶ Lei n. 14,134, dated 8 April 2021, Art 13, §1.

⁷ Lei n. 14,134, dated 8 April 2021, Art. 28.

⁸ Decreto n. 10,712, dated 2 June 2021.

⁹ Objectives that the Gas Law has to achieve include: (I) The promotion of competition and liquidity of the natural gas market; (II) The promotion of free initiative for competitive activities; (III) The economically sustainable expansion of the transportation system and other infrastructures; (IV) The promotion of efficiency and non-discriminatory access to infrastructures; (V) The harmonization between Federal and

Continued on next page

“Original Brattle report delivered is in English. In case of discrepancies between the Portuguese and the English version of the report, the English version prevails.”

exigindo que o regulador projete um quadro regulatório não discriminatório, eficiente e transparente para o acesso à capacidade de transporte de gás.¹⁰ Os mesmos princípios devem ser aplicados aos procedimentos de atribuição de capacidade de transporte dos ORT (Operador da Rede de Transporte).¹¹ O decreto também permite que consumidores finais se conectem diretamente à rede de transmissão, se permitido pela legislação estadual.¹² A transição para o novo mercado deve levar em conta a orientação do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), e o Ministério de Minas e Energia coordenará com os Estados e as instituições federais a harmonização da regulamentação.¹³

20. Finalmente, em abril de 2022, o CNPE emitiu orientações previstas no decreto do ano anterior, publicando a Resolução 3/2022 (“Resolução de 2022”)¹⁴ A Resolução de 2022 trata da implementação de mecanismos de incentivo à concorrência, incluindo mecanismos para limitar a concentração no mercado e aumentar a concorrência no fornecimento de gás; e harmonizar as regulamentações estaduais e federais.¹⁵
21. A Resolução de 2022 esclarece que uma transição para um mercado competitivo pode incluir programas que exijam que os operadores dominantes liberem gás progressivamente e que forneçam incentivos para terceiros venderem gás no mercado.¹⁶ Além disso, a

State regulations concerning the natural gas industry. See Decreto n. 10,712, dated 2 June 2021, Art. 3, (our translation).

¹⁰ Decreto n. 10,712, dated 2 June 2021, Art. 7.

¹¹ Other provisions in Decreto n. 10,712, dated 2 June 2021, include (i) bio-methane and other gases that can substitute natural gas will be applied the same regulatory framework as natural gas (Art. 4). (ii) The gas transmission system can include more than one market area (capacity area). The regulator, however, has to implement a regulatory framework that will favor merger of the capacity areas with the objective to reduce their number (Art. 10). (iii) Access to storage facilities will be regulated (Art. 13) and access tariffs will be approved by ANP. (iv) Third party access to pipelines connecting gas production fields, processing facilities and LNG terminals will be negotiated (Art. 16). (v) An operator can be authorized to carry out both the distribution and commercial activities but rules have to be in place for the two activities to be carried out independently to avoid distorting competition (art.18 and art. 20). (vi) Existing authorizations to carry out the transmission activity with no expiry date will remain in place (Art. 24).

¹² Decreto n. 10,712, dated 2 June 2021, Art. 9.

¹³ Decreto n. 10,712, dated 2 June 2021, Art. 26 and Art. 27.

¹⁴ Conselho Nacional de Política Energética - (“CNPE”), Resolução nº 3, de 7 de abril de 2022.

¹⁵ Conselho Nacional de Política Energética - (“CNPE”), Resolução nº 3, de 7 de abril de 2022, Art. 2, par. III and XVI.

¹⁶ Conselho Nacional de Política Energética - (“CNPE”), Resolução nº 3, de 7 de abril de 2022, Art. 5, par. VIII states that: “São diretrizes para a abertura do Mercado de gás natural, durante o período de transição para um mercado concorrencial de gás natural: [...] VIII – a implantação de programas para a liberação progressiva de gás natural por parte de agente de indústria que detiver participação relevante que possa resultar na dominação de mercado, bem como o incentivo aos demais produtores a comercializarem o gás do mercado [...]”. “Guidelines for the opening of the natural gas market, during the transition period for a

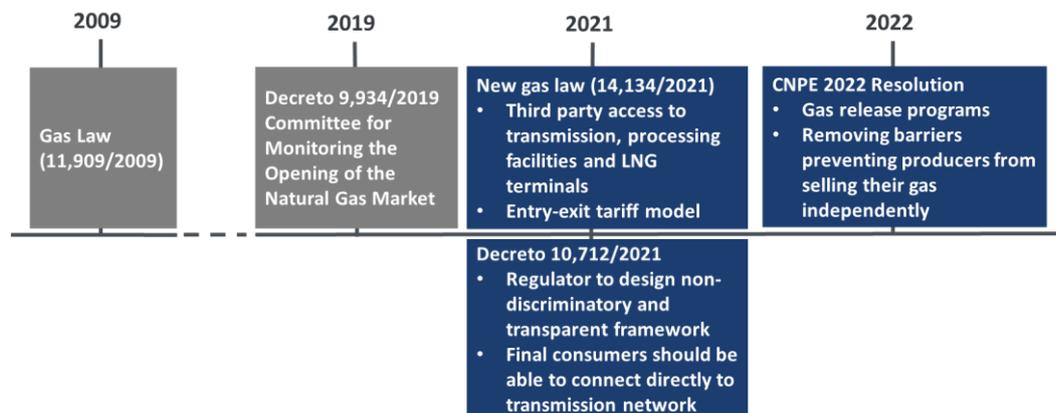
Continued on next page

“Original Brattle report delivered is in English. In case of discrepancies between the Portuguese and the English version of the report, the English version prevails.”

Resolução de 2022 esclarece que é do interesse da Política Nacional de Energia promover a venda de gás de um operador dominante por meio de leilões e remover barreiras que impeçam outros produtores de vender seu gás de forma independente.¹⁷

22. FIGURA 1 summarises key developments in legislation discussed above.

FIGURA 1: DESENVOLVIMENTO DO MERCADO DE GÁS 2009-2021



IV. A Necessidade de um Programa de Gas Release (GRP)

23. A experiência internacional contém muitos exemplos de países que, como o Brasil, iniciaram o processo de liberalização com ampla legislação voltada para o acesso não discriminatório

competitive natural gas market are: [...] VIII - the implementation of programs for the progressive release of natural gas by the industry agent that holds relevant market share that may result in market domination, as well as the encouragement to other producers to commercialize the market gas [...]" (our translation).

¹⁷ Conselho Nacional de Política Energética - ("CNPE"), Resolução nº 3, de 7 de abril de 2022, Art. 9: "Estabelecer como de interesse da Política Energética Nacional que o agente que ocupe posição dominante no setor de gás natural observe as seguintes medidas estruturais e comportamentais: I- A alienação total das ações que detém, direta ou indiretamente, nas empresas de transporte e distribuição; [...] VIII – A promoção de programa de venda de gás natural por meio de leilões e a remoção de barreiras para que os próprio agentes produtores comercializem o gás que produzem." "Establish that it is in the interest of the National Energy Policy that the agent occupying a dominant position in the natural gas sector observes the following structural and behavioral measures: I- The total sale of the shares held directly or indirectly in the transportation and distribution companies; [...] VIII- The promotion of a natural gas sale program by means of auctions and the removal of barriers for the producer agents themselves to commercialize the gas they produce" (our translation).

"Original Brattle report delivered is in English. In case of discrepancies between the Portuguese and the English version of the report, the English version prevails."

às redes de gás natural, com particular ênfase na separação dos serviços de rede das atividades comerciais. No entanto, a experiência mostrou que, mesmo com essas medidas, pode ser difícil para a concorrência se desenvolver em países onde os agentes dominantes controlam o acesso à maioria dos recursos de gás natural disponíveis em todos os segmentos da cadeia de gás, como ocorre atualmente no Brasil. Por conseguinte, quando um agente dominante controla a maior parte da produção e fornecimento de gás, um programa eficaz de Gas Release pode ser um elemento-chave para alcançar um mercado de gás competitivo.

24. Neste capítulo, nós:

- a. Brevemente apresentamos o contexto da experiência europeia com programas de Gas Release. Os detalhes de programas específicos estão no Apêndice A.
- b. Descrevemos como o mercado brasileiro de gás permanece altamente concentrado, da mesma forma que os mercados europeus de gás, antes da liberalização bem-sucedida.
- c. Explicamos que os limites máximos de quota de mercado não foram eficazes em outros mercados de gás.

A. Experiência Europeia

25. De certa forma, os planos do Brasil para a liberalização do mercado de gás espelham o programa que teve lugar no Reino Unido a partir do final dos anos 1980, e o programa de liberalização da União Europeia que começou no final dos anos 1990. A liberalização na UE começou a sério com a Primeira Directiva do gás, em 1998, que tinha dois objectivos fundamentais.¹⁸ Primeiro, facilitar o acesso de terceiros aos gasodutos de forma justa, transparente e não discriminatória. Em segundo lugar, permitir que os consumidores de gás comprem gás de fornecedores que não os agentes dominantes. Em termos gerais, o objetivo era introduzir a concorrência, sempre que possível – como no fornecimento de gás – e criar condições equitativas de acesso às redes de transporte e distribuição de gás, que continuavam a ser um “monopólio natural”. Os dois objetivos eram obviamente complementares – não seria possível introduzir concorrência no fornecimento, se os fornecedores de gás não pudessem transportar gás para os clientes.
26. Para melhorar o acesso à rede, a legislação previa a publicação de condições comuns de acesso e de tarifas. No entanto, em muitos mercados de gás europeus, o fornecedor

¹⁸ Directive 98/30/EC of the European Parliament and of the Council concerning common rules for the internal market in natural gas, dated 22 June 1998.

“Original Brattle report delivered is in English. In case of discrepancies between the Portuguese and the English version of the report, the English version prevails.”

dominante de gás também possuía e controlava as redes de gasodutos. Os operadores dominantes mostraram-se criativos, utilizando o controle das redes de gasodutos para impedir o acesso efetivo a terceiros, o que levou a Comissão Europeia a publicar uma segunda diretiva de gás em 2003.¹⁹ Entre outras coisas, a segunda diretiva procurou aplicar regras de desagregação mais rígidas para permitir o acesso efetivo de terceiros.

27. Apesar da segunda diretiva de gás, em 2005 o mercado europeu de gás ainda estava longe de atingir seus objetivos. Em junho de 2005, a Comissão Europeia lançou o “Sector Inquiry” (Inquérito Setorial) em profundidade nos mercados de energia da UE, observando que:

“embora tenham sido feitos progressos, os objetivos de abertura do mercado ainda não foram alcançados. Apesar da liberalização do mercado interno de energia, persistem barreiras à livre concorrência. Aumentos significativos nos preços de atacado do gás e da eletricidade que não podem ser totalmente explicados por maiores custos de combustível primário e obrigações ambientais; reclamações persistentes sobre barreiras de entrada e possibilidades limitadas de exercer a escolha do cliente levaram a Comissão a abrir um inquérito sobre o funcionamento dos Mercados Europeus de gás e eletricidade, em junho de 2005.”²⁰

28. O inquérito de 18 meses da Comissão concluiu que era necessária uma ação urgente em quatro áreas::
- a. Alcançar uma separação eficaz das atividades de rede e fornecimento,²¹
 - b. Melhorar as lacunas (gaps) regulamentares relacionadas a questões transfronteiriças entre Estados-Membros – por exemplo - no âmbito do investimento em gasodutos que cruzam fronteiras,²²
 - c. Concentração de mercado e barreiras à entrada,²³ e

¹⁹ Directive 2003/55/EC of the European Parliament and of the Council concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 98/30/EC, dated 26 June 2003.

²⁰ Inquiry pursuant to Article 17 of Regulation (EC) No 1/2003 into the European gas and electricity sectors (Final Report), dated 8 January 2007, (“sector inquiry”) p.5.

²¹ (sector inquiry), Section II.2.

²² (sector inquiry), Section II.3.

²³ (sector inquiry), Section II.1.

“Original Brattle report delivered is in English. In case of discrepancies between the Portuguese and the English version of the report, the English version prevails.”

d. Aumentar a transparência nas operações de mercado.²⁴

29. Com relação à concentração do mercado, a consulta constatou que: "os agentes titulares continuam dominantes em seus mercados tradicionais, controlando em grande parte as importações de gás à montante e/ou a produção doméstica de gás. "E que o" quadro geral para potenciais novos entrantes é de dependência de operadores dominantes, verticalmente integrados para serviços em toda a cadeia de suprimentos."²⁵
30. A Comissão concluiu que os programas de Gas Release:

“são um meio para desenvolver a liquidez do mercado e aumentar as oportunidades de entrada. Constituem soluções adequadas para as preocupações em matéria de concorrência, não só na área de fusões, mas também ao abrigo de regras antitrust. Para serem totalmente eficazes, devem ser bem concebidas e de grande escala. Autoridades de concorrência e de regulamentação adquiriram uma experiência substancial com esse tipo de programas (p. ex. Na Espanha, França, Áustria, Alemanha), sendo o mesmo válido para a Comissão Europeia (nos processos de fusões), o que lhes permite evitar eventuais armadilhas e assegurar a eficácia das referidas medidas. Para o gás, esses programas de liberação têm a vantagem adicional de que provavelmente aumentarão a liquidez do hub, o que é favorável à introdução de mecanismos de preços não influenciados pela ligação gás-óleo-preço.”²⁶

31. Outros órgãos reguladores e organizações comerciais ecoaram os sentimentos da Comissão de que os programas de Gas Release poderiam melhorar a concorrência. Por exemplo,
- a. O regulador de energia italiano e a autoridade da concorrência realizaram uma consulta conjunta sobre a liberalização do gás e concluíram: *"A partir de hoje, o fornecimento de gás spot não concede o volume de gás necessário para desenvolver o mercado. [...] Deste ponto de vista, são necessárias ações para criar um mercado líquido (gás liberado*

²⁴ (sector inquiry), Section II.4.

²⁵ (sector inquiry), p. 8.

²⁶ (sector inquiry), p. 12.

“Original Brattle report delivered is in English. In case of discrepancies between the Portuguese and the English version of the report, the English version prevails.”

do agente dominante, gás que pode ser entregue através de 20% da capacidade de novos terminais de GNL e / ou gasodutos de importação) para iniciar um hub de gás..²⁷

b. No caso da fusão entre E.ON e MOL, a Comissão declarou: “[...]a Comissão considera que a combinação do programa de Gas Release e da liberação do contrato garantirá que os usuários finais e atacadistas de gás tenham a capacidade de abastecer suas necessidades de gás em condições competitivas e não discriminatórias e, para pelo menos uma parte significativa, independentemente da entidade resultante da fusão”.²⁸

32. O caminho da Europa para um mercado de gás competitivo tem sido longo. Um ‘third package’ (terceiro pacote) significativo de legislação energética seguiu-se ao Inquérito Setorial e levou vários anos para ser efetivamente implementado.²⁹ Houve muitas investigações e reformas em áreas como transparência, regulamentação, desagregação, acesso à rede e regulação da rede. Assim, os programas de Gas Release têm sido parte de um extenso pacote de medidas. A experiência europeia sugere que o Gas Release por si só não será eficaz para garantir a concorrência. No entanto, um programa de Gas Release em larga escala bem projetado pode desempenhar um papel importante na promoção da concorrência, se implementado em conjunto com um pacote abrangente de medidas para melhorar o acesso à rede e a capacidade dos consumidores de escolher seus fornecedores livremente.

B. Concentração no Brasil

33. Vinte e cinco anos após o fim de seu monopólio legal em 1997, a Petrobras ainda desfruta de um papel dominante no mercado de gás.

²⁷ Autorità garante della concorrenza e del mercato ("AGCM) e Autorità per l'energia elettrica e il gas ("ARERA"), "Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore del gas naturale", IC22, dated May 2005, p. 55: "Ad oggi il ricorso a forniture spot non riesce a garantire un'iniezione di risorse sufficiente per lo sviluppo del mercato [...]. Da questo punto di vista iniziative finalizzate alla creazione di liquidità sul mercato del gas (gas release da parte dell'operatore dominante, utilizzo delle quantità trasportabili attraverso il 20 per cento della capacità delle nuove infrastrutture di rigassificazione e/o di interconnessione via gasdotto) appaiono strumenti necessari all'avvio di un mercato centralizzato". "To date, the use of spot supplies fails to guarantee a sufficient injection of resources for the development of the market [...]. From this point of view, initiatives aimed at creating liquidity on the gas market (Programa by the dominant operator, use of transportable quantities through 20 per cent of the capacity of new regasification and/or pipeline interconnection infrastructures) appear to be necessary instruments for the start-up of a centralised market" (our translation).

²⁸ Commission of the European Communities, Commission Decision of 21/XII/2005 declaring a concentration to be compatible with the common market and the EEA Agreement (Case No COMP/M.3696 – E.ON/MOL), dated 21 December 2005, p. 165.

²⁹ See European Commission, "Third energy package", last accessed on 23 September 2022.

"Original Brattle report delivered is in English. In case of discrepancies between the Portuguese and the English version of the report, the English version prevails."

FIGURA 2: PARTICIPAÇÃO DA PETROBRAS NA CADEIA DE GÁS NATURAL EM 2016

Natural gas chain	 PETROBRAS share
Exploration and production	 Total domestic production
Gathering	 Participates in all gathering pipelines
Processing and treatment	 Controls 99% of UPGN and LNG regasification terminals
Commercialization	 Total commercial supply
Transport	 Ships 97% of pipeline network and operates a 100% of the network
Distribution	 Ownership of LDCs, which distribute 52% of gas
Consumption	 Total available supply

Fonte: Oxford Institute for Energy Studies ("OIES"), "Liberalization: the Key to Unlocking Natural Gas Potential in Brazil", dated 1 December 2021, Figure 7, p. 11.

34. Em seu relatório de 2021 sobre os mercados de petróleo e gás no Brasil, a Empresa de Pesquisa Energética ("EPE"), escritório de pesquisa estatal que apoia o MME com estudos e programas de pesquisa, afirma que "a Petrobras continua no controle de uma parte importante da cadeia de abastecimento de gás natural e derivados de petróleo":³⁰
- a. **Produção doméstica.** Em 2021, a Petrobras respondeu por 72,4% da produção nacional.³¹ No primeiro ano do Novo Marco Legal, vários produtores privados de gás assinaram contratos com distribuidoras estaduais que a Petrobras havia fornecido anteriormente. No entanto, o papel da Petrobras na produção nacional continuará significativo nos próximos anos. O desenvolvimento de novos campos de gás exigirá grandes investimentos, e os planos atuais mostram apenas alguns potenciais projetos de produtores alternativos.³²

³⁰ Empresa de Pesquisa Energética ("EPE"), "Brazilian Oil & Gas Report 2020/2021, Trends and recent development", dated September 2021, p. 10.

³¹ Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP"), "Anuário Estatístico 2022, SEÇÃO 2 – Indústria Nacional do Petróleo e do Gás Natural", p. 6. Data refer to the share of production of Petrobras as concessionaire. Such value increases to 91.7% when accounting for Petrobras' share as operator.

³² BNamericas, "How Brazil's gas market has evolved in the year after the new law", last accessed on 23 September 2022, dated 21 April 2022.

"Original Brattle report delivered is in English. In case of discrepancies between the Portuguese and the English version of the report, the English version prevails."

- b. **Importações.** Em 2021, o Brasil importou 17 bcm de gás natural, sendo 56,5% provenientes de terminais de GNL e o restante da Bolívia.³³ Concorrentes provavelmente entrarão no mercado, pois o Ministério de Minas e Energia (MME) concedeu 49 licenças de importação entre 2019 e 2020, e grandes grupos internacionais obtiveram licenças de importação no primeiro semestre de 2021.³⁴ O número de licenças concedidas subiu para 67 até junho de 2022.³⁵ Embora uma licença de importação seja uma condição necessária para a entrada, não é suficiente. Outras condições incluem o acesso à rede de gasodutos e a potenciais consumidores. Os últimos dados publicados indicam que a Petrobras controla 2/3 da capacidade do gasoduto Bolívia-Brasil,³⁶ o que limita a margem de entrada.
- c. **Comercialização.** Petrobras parece responder por mais de 90% das vendas de gás,³⁷ e seus contratos com distribuidores tinham anteriormente duração em torno de 4 anos. Muitas novas empresas adquiriram licenças de comercialização,³⁸ mas a Petrobras aparentemente está oferecendo a muitos distribuidores uma redução no preço do gás se estenderem os contratos de fornecimento por mais 5 anos.³⁹ Contratos de longo prazo são instrumentos bastante conhecidos para excluir concorrentes do mercado. Portanto, reagimos com preocupação quando um fornecedor dominante prolonga a duração dos contratos com clientes às vésperas da liberalização. Avaliamos que alguns aspectos dos contratos permitirão espaço limitado para a concorrência. Os Volumes diminuirão com o tempo, permitindo que os distribuidores comprem certas quantidades de gás de outros. No entanto, a extensão de 5 anos irá restringir a escolha do cliente, desde que se

³³ Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP"), "Anuário Estatístico 2022, SEÇÃO 2 – Indústria Nacional do Petróleo e do Gás Natural", p. 16. Imports from Bolivia previously occurred under a long term contract between Petrobras and Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) while LNG terminals supply the market under shorter-term contracts. See also ArgusMedia, "Petrobras bolts Brazil gas market, leaving the bill", last accessed on 23 September 2022, dated 12 November 2021.

³⁴ Oxford Institute for Energy Studies ("OIES"), "Liberalization: the Key to Unlocking Natural Gas Potential in Brazil", dated 1 December 2021, footnote 29 citing Nogueira, Marta, "Brasil tem autorizações recorde de importação de gás em 2020" Reuters, dated 8 January 2022.

³⁵ Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP"), "Gas Week: Evolucao do Mercado Nacional, Novo Mercado de Gas", dated 8 August 2022, p. 11.

³⁶ ArgusMedia, "Brazil gas market suffers from slow investments", last accessed on 23 September 2022, dated 1 August 2022.

³⁷ BNamericas, "How Brazil's gas market has evolved in the year after the new law", last accessed on 23 September 2022, dated 21 April 2022.

³⁸ There were 77 new licenses issued in 2019, and 171 in June 2022, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP"), "Gas Week: Evolucao do Mercado Nacional, Novo Mercado de Gas", dated 8 August 2022, p. 11.

³⁹ ArgusMedia, "Petrobras expands influence over distributors", last accessed on 23 September 2022, dated 16 May 2022. Apparently, the recipients of the offers account for 42% of total distribution.

"Original Brattle report delivered is in English. In case of discrepancies between the Portuguese and the English version of the report, the English version prevails."

apliquem alguns volumes mínimos. Aparentemente, reduções adicionais de volume serão aplicadas se os grandes clientes das distribuidoras optarem por comprar seu gás de outros fornecedores. No entanto, as distribuidoras também vendem para clientes menores, cujos volumes a Petrobras travaria com tais extensões. Finalmente, temos a preocupação de que grandes clientes enfrentem barreiras na compra de gás de outros fornecedores. A ABRACE expressou preocupações relacionadas a possíveis penalidades por excessos ou desequilíbrios de capacidade, que se enquadram no tópico geral de flexibilidade abordado mais adiante na Seção V.D.

C. Problemas com ‘market share caps’ (limites de participação de Mercado)

35. Os limites máximos de quota de mercado trazem uma redução da concentração, mas não funcionaram na prática. Tanto a Itália quanto a Turquia impuseram limites à quantidade de gás que um operador poderia fornecer ao sistema de gás. Na Itália, a empresa de gás vigente contornou os limites com “vendas inovadoras” (innovative sales) para alguns grandes clientes, transferindo a propriedade do gás fora da fronteira italiana. Tecnicamente, as vendas não ocorreram na Itália, portanto, não contaram para fins de limite de participação de mercado.
36. Na Turquia, a Lei do Gás exigia que o agente dominante reduzisse sua participação de mercado em pelo menos 10 pontos percentuais a cada ano, ao longo de uma série de anos, até que sua participação total nas importações de gás natural caísse abaixo de 20%, originalmente prevista para 2009. No entanto, uma série de obstáculos frustraram a implementação da lei na prática..

1. “Innovative Sales” (Vendas inovadoras) na Italia

37. Para reduzir o papel da Eni, a líder no mercado de gás, a Itália impôs limites de participação de mercado no volume de gás que uma única empresa poderia fornecer ao mercado italiano:
 - a. um máximo de 75% do consumo nacional, caindo 2% ao ano até atingir uma quota máxima de 61%, e

“Original Brattle report delivered is in English. In case of discrepancies between the Portuguese and the English version of the report, the English version prevails.”

- b. um máximo de 50% do gás vendido diretamente aos usuários finais, em oposição a intermediários como empresas de distribuição.⁴⁰
38. Em 2003, o regulador de energia e a autoridade da concorrência iniciaram um inquérito conjunto sobre a liberalização dos mercados de eletricidade e gás⁴¹. Eles concluíram que:
- a. A Eni vendeu parte do seu fornecimento de gás norueguês como “vendas inovadoras” a clientes na fronteira entre a França e a Alemanha. Embora os clientes da Eni importassem esse gás de forma independente e tivessem a liberdade de revendê-lo a outros na Itália, no fim das contas, o gás veio da própria Eni, a um preço que incluía uma margem de lucro imposta por ela mesma.
 - b. Os fornecedores concorrentes tinham pouco acesso à capacidade de importação nos principais oleodutos da Itália. A Eni reivindicou a necessidade da maior parte dessa capacidade, para cumprir as obrigações advindas dos contratos de importação “take-or-pay” (pegue ou pague) que a Eni tinha assinado antes da liberalização do mercado italiano de gás natural.
39. A autoridade da concorrência obrigou a Eni a liberar gás aos concorrentes para venda no mercado italiano.⁴² A autoridade exigiu a liberação de 2,3 bcm por ano, o que representou cerca de 3% da demanda total de gás em 2003. O programa duraria 4 anos, exigindo que a Eni liberasse 9,2 bcm no total. A autoridade da concorrência definiu o tamanho do programa para compensar o uso de vendas inovadoras (Innovative Sales) pela Eni para evitar os limites legislativos de participação de mercado.

⁴⁰ Market share caps were explicitly included in the so-called Letta Decree (the Gas Law) that started the liberalisation process of the gas market in 2000. See Art.19 of Decreto Legislativo 23 maggio 2000 , n. 164, "Attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144", p. 10 which states: “A decorrere dal 1^o gennaio 2002 e fino al 31 dicembre 2010, nessuna impresa del gas può immettere gas importato o prodotto in Italia, nella rete nazionale, al fine della vendita in Italia, direttamente o a mezzo di società controllate, controllanti o controllate da una medesima controllante, per quantitativi superiori al 75% dei consumi nazionali di gas naturale su base annuale” “Starting from January 2002 and up to 31 December 2010 no gas company can inject gas (imported or produced in Italy) into the national grid, for sale into Italy, directly or through subsidiaries, parent companies or companies controlled by the same parent company, for quantities over 75% of national natural gas consumption on an annual basis” (our translation).

⁴¹ Autorità garante della concorrenza e del mercato ("AGCM") e Autorità per l'energia elettrica e il gas ("ARERA"), "Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore del gas naturale", IC22, dated May 2005

⁴² See Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ("AGCM"), "Provvedimento n. 13299 A329B - BLUGAS-SNAM", dated 24 June 2004.

“Original Brattle report delivered is in English. In case of discrepancies between the Portuguese and the English version of the report, the English version prevails.”

2. Implementação tardia do ‘Market Share Caps’ na Turquia

40. Em 2001, a Turquia iniciou a liberalização do seu mercado de gás natural, abolindo o monopólio legal então nas mãos da BOTAŞ, a empresa estatal de gás verticalmente integrada.⁴³ A Lei do Gás, de 2001, exigia que a BOTAŞ liberasse 10% de seus contratos de importação a cada ano, até 2009, quando sua participação nas importações cairia abaixo de 20%. No entanto, a BOTAŞ citou uma série de dificuldades na transferência de contratos de importação, como a dificuldade em obter o consentimento adequado para a transferências de suas contrapartes existentes. Além disso, BOTAŞ alegou que as obrigações de confidencialidade impediam a divulgação dos termos do contrato a terceiros, assim, os potenciais cessionários não tinham a capacidade de concluir um processo razoável de diligência devida.
41. Um período de inércia levou à ameaça de multas em 2004, o que motivou finalmente a proposta de um programa de libertação de gás, que depois sofreu vários atrasos.⁴⁴ O programa não tirou o foco da transferência de contratos de importação, assim, não resolveu com sucesso as questões de consentimento da contraparte e disposições de confidencialidade. Além disso, o governo não garantiu a liberação de clientes suficientes para acomodar a liberação de contratos de importação.⁴⁵ O programa por fim lançou muito menos volumes do que originalmente contemplado.⁴⁶ No final de 2009, apenas pouco mais de 10% das importações de gás da Turquia foram efetivamente transferidas para fornecedores alternativos.⁴⁷

⁴³ The relevant legislation was the Natural Gas Market Law (“Gas Law”) of 2001 . Oxford Institute for Energy Studies (“OIES”), “Major Challenges to the Liberalisation of the Turkish Natural Gas Market”, dated 16 November 2006, p. 34.

⁴⁴ Oxford Institute for Energy Studies (“OIES”), “Major Challenges to the Liberalisation of the Turkish Natural Gas Market”, dated 16 November 2006, p. 38.

⁴⁵ Available estimates indicate that total expected demand in 2009 was around 37 bcm, similar to the minimum take or pay obligations of BOTAŞ in that year. Assuming an import volume of 37 bcm, for BOTAŞ to have a share of import equal to 20% it needed to release at least 29.6 bcm. In the same year, demand of consumers free to negotiate with alternative suppliers was estimated to be around 9.3 bcm (26% of estimated 2009 demand). Hence, about 20 bcm of released gas was expected to have no market. See Oxford Institute for Energy Studies (“OIES”), “Major Challenges to the Liberalisation of the Turkish Natural Gas Market”, dated 16 November 2006, p. 46.

⁴⁶ Oxford Institute for Energy Studies (“OIES”), “Problems and Prospects for the “Fourth Corridor”: The Positions And Role of Turkey in Gas Transit to Europe”, dated 30 June 2009, p. 12.

⁴⁷ Oxford Institute for Energy Studies (“OIES”), “Problems and Prospects for the “Fourth Corridor”: The Positions And Role of Turkey in Gas Transit to Europe”, dated 30 June 2009, p. 12.

“Original Brattle report delivered is in English. In case of discrepancies between the Portuguese and the English version of the report, the English version prevails.”

D. Conclusões sobre a necessidade de Gas Release no Brasil

42. Com base na análise das seções anteriores, concluímos que:
- a. Na Europa, os programas de Gas Release foram um complemento importante para outras medidas de liberalização. Tais programas facilitaram a entrada em mercados onde os agente dominantes controlavam uma grande parte do fornecimento de gás;
 - b. Mercado brasileiro de gás continua evidenciadamente concentrado. Embora as reformas contempladas pela nova Lei do Gás sejam necessárias, elas não serão suficientes para alcançar um mercado de gás competitivo, a menos que novos operadores possam ter acesso ao fornecimento de gás;
 - c. Agentes dominantes em outros países contornaram alternativas aos programas de Gas Release, como limites de mercado;
 - d. Um programa de Gas Release bem projetado e em larga escala provavelmente se mostrará um elemento importante e necessário de liberalização do mercado de gás no Brasil.

“Original Brattle report delivered is in English. In case of discrepancies between the Portuguese and the English version of the report, the English version prevails.”

V. O Desenho de um Programa de Gas Release para o Brasil

43. Abaixo, apresentamos os principais elementos de um projeto de GRP para o Brasil, incluindo:
- O tamanho do programa – quanto gás deve ser liberado a cada ano?
 - Sua duração - deve o GRP durar um determinado número de anos - e, em caso afirmativo, quantos? Ou o GRP deve parar quando atingir certos objetivos?
 - Como definir o preço do gás liberado?
 - As medidas de acompanhamento necessárias referentes à capacidade do gasoduto;
 - A possibilidade de liberar clientes de contratos de longo prazo existentes.

A. O Tamanho Adequado de um Programa de Gas Release

44. A experiência internacional mostra que alguns GRPs têm sido relativamente ineficazes devido ao seu tamanho pequeno em relação ao mercado. Um exemplo é o GRP que acompanhou a fusão da E.ON e da Ruhrgas na Alemanha em 2002. Na época, a E.ON e a Ruhrgas eram duas das maiores empresas de energia alemãs. Numa tentativa de resolver as questões de concorrência levantadas pela fusão, as autoridades exigiram que a E.ON, entre outras coisas, realizasse um programa de Gas Release no mercado alemão. No entanto, as condições da fusão exigiram que a E.ON liberasse apenas cerca de 3,5% da demanda alemã de gás..⁴⁸ O Apêndice A contém mais detalhes do GRP da E.ON.
45. Por fim, os comentaristas do mercado concluíram que o programa de Gas Release era muito pequeno para ter um impacto perceptível na concorrência do mercado alemão..⁴⁹ Da mesma forma, na seção anterior, documentamos a exigência da autoridade italiana para que a Eni

⁴⁸ International Energy Agency and OECD, "Energy Policies of IEA Countries-Germany", 2007, p. 93 reports that domestic natural gas consumption totaled 90 bcm in 2003. The yearly auctions of 3.2 bcm = 19.1 bcm over six years represent thus 3.6% = 3.2/90 of German gas demand. For further references see footnote 97.

⁴⁹ For instance, Lohmann, Heiko, "The German Gas Market post 2005: Development of Real Competition", Oxford Institute for Energy Studies, dated 1 September 2009, p. 1.

"Original Brattle report delivered is in English. In case of discrepancies between the Portuguese and the English version of the report, the English version prevails."

libere cerca de 3% da demanda de gás.⁵⁰ Indiscutivelmente, esse GRP não fez uma diferença significativa para a concorrência no mercado italiano do gás.

46. O contexto legal ajuda a explicar por que os GRPs alemão e italiano eram tão pequenos. Em cada caso, as autoridades não tinham o poder de elaborar programas que garantissem o desenvolvimento de uma concorrência efetiva. Em vez disso, as autoridades só poderiam impor medidas que compensassem conduta específica sob investigação: a proposta de fusão na Alemanha e o uso da Eni de vendas inovadoras (innovative sales) para fugir dos limites legais de participação de Mercado, na Itália. Em ambos os casos, as autoridades enfrentaram mercados altamente concentrados antes do surgimento da conduta contestada. No entanto, eles não puderam tomar a iniciativa de fazer mais do que reparar a conduta específica em disputa.
47. Consequentemente, não acreditamos que GRPs associados a fusões ou investigações específicas possam ser um precedente útil para um tamanho ideal de um GRP no Brasil. Observamos a lógica do Comitê de Defesa da Concorrência (Committee for Protecting Competition - CPC), que manifesta otimismo com relação à investigação do CADE sobre a Petrobras.⁵¹ O CPC enumera certos incentivos econômicos da Petrobras para aceitar compromissos importantes para liberar gás⁵². Não duvidamos desses incentivos e não opinamos sobre a competência legal específica do CADE, a autoridade da concorrência no Brasil. Nós apenas expressamos uma observação de cautela de que, na prática, as restrições legais às investigações muitas vezes produziram programas modestos. Estamos adotando uma perspectiva meramente econômica, considerando qual seria o escopo do programa ideal para o Brasil.
48. Se 3,5% do mercado é muito pequeno, qual seria então um volume suficiente de Gas Release? Uma vez que o objetivo de um GRP brasileiro é aumentar a concorrência, a abordagem mais lógica seria determinar o tamanho do GRP por referência a métricas que avaliam o grau de concorrência no mercado. Especificamente, propomos a adoção do índice de Herfindal-Hirschman (HHI), que é uma métrica usual para determinar o grau de competitividade em uma determinada estrutura de mercado.

⁵⁰ Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ("AGCM"), "Provvedimento n. 13299 A329B - BLUGAS-SNAM", dated 24 June 2004, paragraph 14.

⁵¹ Novo Mercado de Gás, "Nota Técnica, Propostas para o Mercado Brasileiro de Gás Natural", Comitê de Promoção da Concorrência no Mercado de Gás Natural do Brasil, dated 10 June 2019, p. 16.

⁵² Novo Mercado de Gás, "Nota Técnica, Propostas para o Mercado Brasileiro de Gás Natural", Comitê de Promoção da Concorrência no Mercado de Gás Natural do Brasil, dated 10 June 2019, p. 14.

"Original Brattle report delivered is in English. In case of discrepancies between the Portuguese and the English version of the report, the English version prevails."

49. O HHI é a soma dos quadrados das quotas de mercado dos participantes de um Mercado específico.⁵³ Por exemplo, um mercado absolutamente monopolista tem um titular com 100% de participação de mercado, então o HHI seria $100^2 = 10.000$. Se houver duas empresas com participações iguais, o HHI é $50^2 + 50^2 = 5.000$. À medida que o mercado se torna cada vez mais competitivo, a participação de mercado de cada um se torna cada vez menor e o HHI tende a zero.
50. Para se ter uma noção do HHI para um mercado competitivo, utilizamos as orientações de fusão da Comissão Europeia (European Commission - EC) e do Departamento de Justiça dos EUA (US Department of Justice - DoJ). É improvável que a CE expresse preocupações em um mercado pós-fusão com um HHI abaixo de 1.000⁵⁴. A implicação é que um HHI abaixo de 1.000 representa um mercado competitivo. Também é improvável que a CE expresse preocupação se o HHI pós-fusão estiver entre 1.000 e 2.000, caso a fusão aumente o HHI em menos de 250 pontos. Por fim, é também é improvável que haja preocupação com uma fusão que aumente o HHI em menos de 150 pontos, se o HHI pós-fusão exceder 2.000.⁵⁵ O DoJ descreve os mercados como “moderadamente concentrados” se o HHI estiver entre 1.500 e 2.500, o que implica dizer que um HHI abaixo de 1.500 é competitivo.⁵⁶
51. De acordo com a orientação acima, consideramos que um HHI em torno de 1.500 seria uma meta razoável para um GRP brasileiro atingir ao final do processo. Assim, um GRP brasileiro deve envolver volumes suficientes para que os mercados relevantes – que discutimos na seção V.A.2, abaixo – tenham um HHI de 1.500. Para se ter uma ideia do que um HHI poderia significar em termos de participação de mercado, um mercado com um HHI de 1.500 consistiria em:
- a. Um participante no mercado com uma quota de 25% e seis participantes com o equivalente a pouco mais de 12%;

⁵³ Guidelines on the assessment of horizontal mergers under the Council Regulation on the control of concentrations between undertakings (2004/C 31/03), dated 5 February 2004, (hereafter EC merger guidelines), paragraph 16.

⁵⁴ Guidelines on the assessment of horizontal mergers under the Council Regulation on the control of concentrations between undertakings (2004/C 31/03), dated 5 February 2004, (hereafter EC merger guidelines), paragraph 19. Here our reference to “concerns” relates to what economists call “horizontal” market power: the concentration of competitors. Other guidelines apply to the assessment of “vertical” issues, involving the control of access to inputs or services in an upstream or downstream market.

⁵⁵ Guidelines on the assessment of horizontal mergers under the Council Regulation on the control of concentrations between undertakings (2004/C 31/03), dated 5 February 2004, paragraph 20. The EC could still find concerns if one of the merging parties is a new entrant or innovative company that has the potential to increase competition significantly absent the merger.

⁵⁶ The United States' Department of Justice ("DoJ"), "Herfindahl-Hirschman Index", dated 31 July 2018.

“Original Brattle report delivered is in English. In case of discrepancies between the Portuguese and the English version of the report, the English version prevails.”

- b. Um participante no mercado com uma quota de 25% e três participantes com uma quota equivalente a pouco mais de 17%;
52. Como métrica para definir o tamanho do GRP, o HHI tem uma série de vantagens. Em primeiro lugar, uma meta competitiva de HHI atingirá provavelmente um elevado nível de concorrência. Em segundo lugar, os volumes liberados podem se adaptar ao longo do tempo, por exemplo, mais elevados nos primeiros anos e mais baixos nos anos seguintes, dependendo dos níveis de produção de gás novo. Em terceiro lugar, a métrica HHI também pode ajudar a decidir quando encerrar o GRP. Discutimos tais questões abaixo.

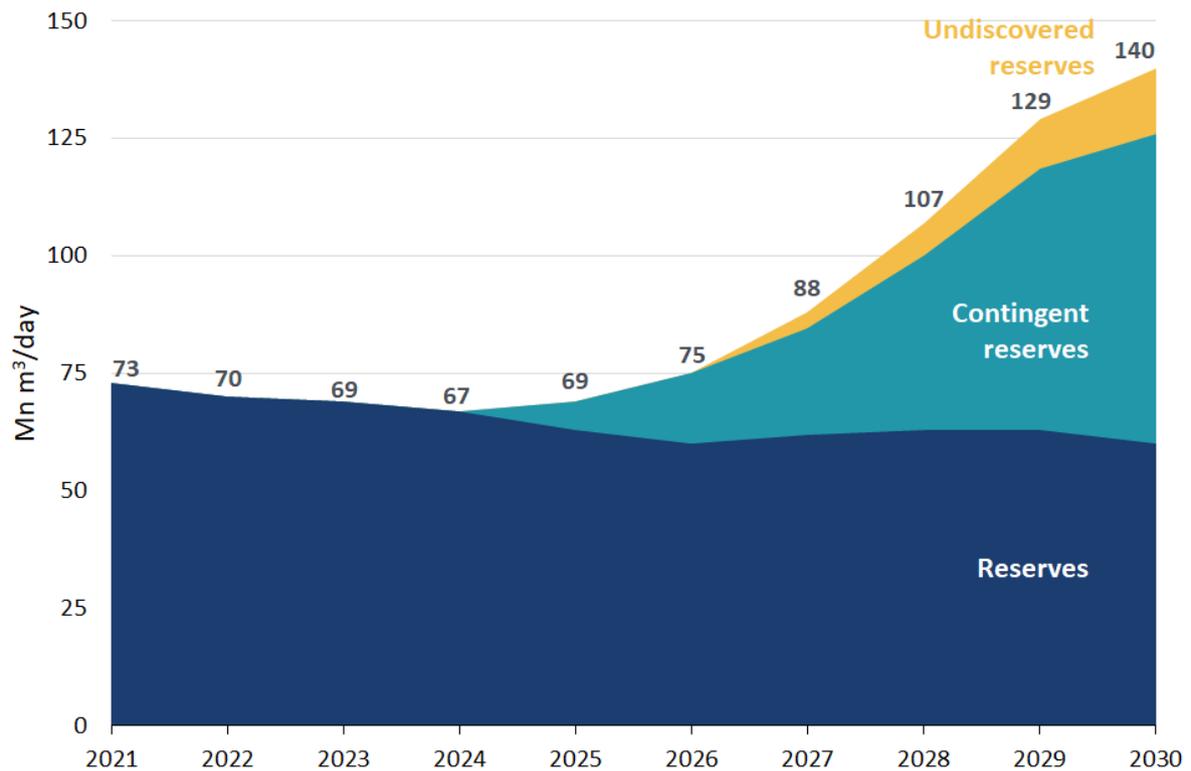
1. Antecipando o aumento da produção de gás

53. Os volumes apropriados para o programa dependerão, em parte, dos aumentos previstos na produção offshore de gás natural. O Brasil prevê um aumento significativo na produção de gás natural até 2030⁵⁷, quando a oferta deverá aumentar em até 140 mn de m³/dia. A Figura 4 abaixo ilustra.

⁵⁷ Oxford Institute for Energy Studies ("OIES"), "Liberalization: the Key to Unlocking Natural Gas Potential in Brazil", dated 1 December 2021, p. 16.

"Original Brattle report delivered is in English. In case of discrepancies between the Portuguese and the English version of the report, the English version prevails."

FIGURA 3: FORNECIMENTO PREVISTO DE GÁS NATURAL (MN M3/DIA)⁵⁸



Fonte: Reproduced from Empresa de Pesquisa Energética ("EPE"), "2030 Plano decenal de expansão de energia", Ministério de Minas e Energia, dated 2021, Gráfico 5-4, p. 193.

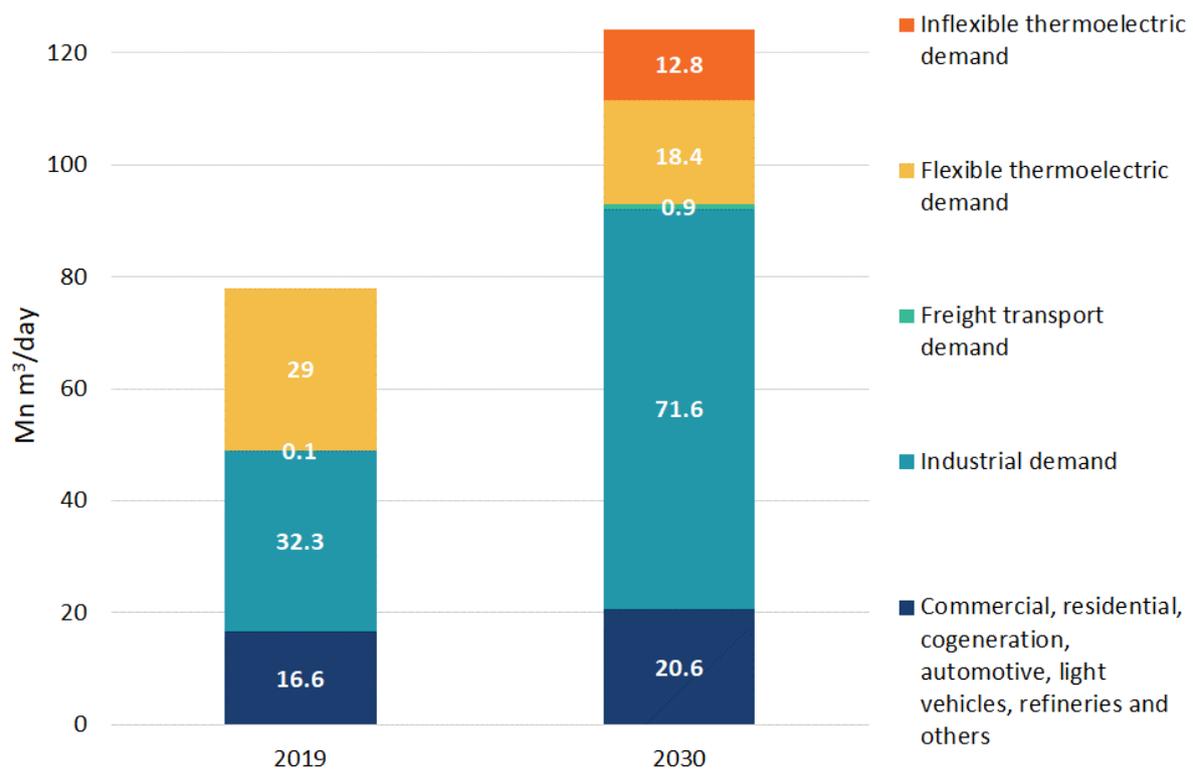
54. A demanda de gás também deve aumentar 60% em relação a 2019, até 124 mn de m³/dia até 2030⁵⁹. A demanda industrial impulsiona o aumento previsto.

⁵⁸ Empresa de Pesquisa Energética ("EPE"), "2030 Plano decenal de expansão de energia", Ministério de Minas e Energia, dated 2021Gráfico 5-4, p. 193. Liquid production of natural gas reports total volumes of gas possibly available for outflow gas processing units (UPGNs). This is obtained from brute volumes subtracting injection in reservoirs and own consumption (for E&P). Oxford Institute for Energy Studies ("OIES"), "Liberalization: the Key to Unlocking Natural Gas Potential in Brazil", dated 1 December 2021, p. 16 notes that "EPE's production forecast for 2021 appears high compared to actual production figures in 2019 and 2020. The reasons for the discrepancy are unknown and could be the result of EPE's expectation regarding lower levels of reinjection in 2021".

⁵⁹ Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social ("BNDES"), "Gás para o desenvolvimento: Perspectivas de oferta e demanda no mercado de gás natural do Brasil", dated February 2021, Gráfico 12, p. 90.

"Original Brattle report delivered is in English. In case of discrepancies between the Portuguese and the English version of the report, the English version prevails."

FIGURA 4: DEMANDA PREVISTA DE GÁS NATURAL (MN M3/DIA)



Fonte: Reproduced from Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social ("BNDES"), "Gás para o desenvolvimento: Perspectivas de oferta e demanda no mercado de gás natural do Brasil", dated February 2021, Gráfico 12, p. 90.

55. Importante ressaltar que outras participantes, além da Petrobras, devem controlar uma parcela significativa dos novos volumes de gás. Dado que os volumes de gás "non-Petrobras" (não-Petrobras) podem aumentar rapidamente no período até 2030, recomendamos atualizar os volumes de Gas Release a cada ano. Como primeiro passo, recomendamos modelar o impacto que tal investimento terá nos volumes futuros de gás e na estrutura do mercado, independentemente de um programa de Gas Release.
56. Uma segunda etapa determinaria um volume-alvo para a Petrobras liberar a cada ano, dados os volumes esperados de produção independente. Os volumes ideais de Gas Release seriam o suplemento necessário para atingir as metas de HHI durante um período de tempo prolongado. Os volumes liberados seriam significativamente maiores nos anos iniciais do programa, diminuindo ao longo do tempo à medida que a conclusão projetada dos principais novos campos de gás reduz a participação de mercado da Petrobras. Os cálculos devem ser atualizados anualmente, pelo menos seis meses antes da primeira entrega dos volumes de Gas Release, para avisar os participantes com antecedência suficiente e para facilitar o planejamento tanto de Gas Release quanto da liberação de capacidade associada.

"Original Brattle report delivered is in English. In case of discrepancies between the Portuguese and the English version of the report, the English version prevails."

2. Mercados regionais e de produtos

57. A Seção V.A recomendou o uso do HHI para definir o tamanho do GRP. A próxima pergunta lógica é: quais mercados geográficos e quais mercados de produtos devem formar a base para o cálculo do HHI?
58. Em termos de mercados geográficos, entendemos que o Brasil possui três redes de dutos conectadas e que é tecnicamente possível enviar gás de qualquer ponto específico da rede para outro ponto qualquer. Por vezes, uma rede integrada pode justificar a definição de um mercado geográfico único. No entanto, a experiência indica que mesmo redes interconectadas podem ter barreiras naturais ao comércio de gás natural entre regiões. As barreiras podem incluir restrições de capacidade nas ligações de transporte e impedimentos administrativos para arranjos no cruzamento de redes. Por fim, as próprias tarifas de transporte podem constituir barreiras que levem à efetiva separação de mercados. Uma análise detalhada da questão está além do escopo do relatório, portanto, nossas recomendações são:
- Antes de decidir como calcular o HHI, deve haver uma avaliação das barreiras à movimentação de gás ao longo de diferentes pontos da rede, abrangendo três questões principais: a disponibilidade de capacidade, os possíveis encargos administrativos e os custos dessa capacidade em comparação com os custos prováveis do gás;
 - Se a análise concluir que não existem obstáculos sérios à movimentação de gás ao longo da rede, o cálculo do HHI deve prosseguir com base num único mercado nacional;
 - Se a análise suportar mercados regionais, então o desenho do GRP deve considerar cálculos de HHI separados para regiões específicas. Os volumes de gás liberados podem, portanto, diferir por região;
 - À medida que os investimentos avançarem para expandir a rede, refinar o sistema tarifário de transporte e reduzir os encargos administrativos da movimentação de gás entre diferentes regiões, o cálculo do HHI deve evoluir para considerar a possível consolidação dos mercados regionais durante a vigência do GRP.
59. Também recomendamos uma abordagem específica para distinguir entre mercados nacionais e regionais. Geralmente endossamos o teste “SSNIP” que as autoridades de concorrência aplicam para definir o escopo geográfico de um mercado. SSNIP significa “Small yet Significant Non-Transitory Increase in Price” (um aumento pequeno mas significativo e duradouro do preço). A lógica é que um mercado regional existe se uma empresa hipotética, que controla 100% dos fornecimentos em uma região, puder aumentar os preços em um valor pequeno, mas significativo, geralmente considerado de 5% ou mais, e puder sustentar

“Original Brattle report delivered is in English. In case of discrepancies between the Portuguese and the English version of the report, the English version prevails.”

o aumento sem convidar a concorrência de fora da região. Quando aplicado ao conceito de mercados regionais de gás natural, o teste SSNIP envolve modelar tarifas de transporte e testar até onde o gás pode viajar antes que as tarifas comecem a representar 5% ou mais do custo total de abastecimento.

60. Passamos agora para o mercado de produto relevante. Recomendamos defini-lo como o fornecimento de gás para clientes locais (LDCs) ou clientes individuais. Assim, a autoridade competente calcularia as quotas de mercado do gás fornecido aos LDCs e clientes. Observe que, se um fornecedor – fornecedor X – compra gás da Petrobras sob o GRP, e se o fornecedor X vende gás para um LDC, o cálculo do HHI atribuiria o gás à participação de mercado do fornecedor X. É razoável imputar a venda ao fornecedor X no cálculo do HHI, mesmo que o gás tenha vindo da Petrobras, desde que a Petrobras não tenha controle sobre o volume fornecido ou o preço. Discutimos a definição de preços na seção V.C.

B. Duração

61. Exemplos internacionais de GRPs apresentam uma ampla gama de vigências. O GRP Húngaro durou oito anos;⁶⁰ o alemão, seis anos;⁶¹ o italiano, quatro anos;⁶² e o espanhol, apenas dois anos.⁶³
62. O caso da Espanha é instrutivo. A intenção era que os participantes do GRP assinassem contratos de importação de longo prazo, que iniciariam as entregas imediatamente após a conclusão do GRP. Ou seja, o governo via o GRP como uma ponte de, relativamente, curto prazo ou um “trampolim” (stepping stone) para facilitar a entrada no período de aproximadamente dois anos que poderia levar para providenciar o fornecimento de gás de longo prazo.
63. Havia dois problemas com essa abordagem. Provavelmente, o GRP somente acelerou desenvolvimentos que poderiam ter ocorrido de qualquer maneira depois de dois anos. Ou seja, se um novo participante pudesse garantir gás com um fornecedor com entregas para começar em dois anos, então o GRP simplesmente permitiria que ele começasse a vender

⁶⁰ European Commission, Case No COMP/M.2696 E.ON/MOL, dated 21 December 2005, p. 156, (741).

⁶¹ State Superior Court of Düsseldorf, “Beschluss vom 11.07.2002 - VI-Kart 25/02 (V)”, dated July 2002, par. 260

⁶² Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (“AGCM”), “Provvedimento n. 13299 A329B - BLUGAS-SNAM”, dated 24 June 2004, paragraph 14.

⁶³ The program started in October 2001 and was to be concluded by January 2004. See Ministerio de Economía, “Orden de 29 de junio de 2001 sobre aplicación del gas natural procedente del contrato de Argelia”, dated 6 July 2001, p. 1.

“Original Brattle report delivered is in English. In case of discrepancies between the Portuguese and the English version of the report, the English version prevails.”

gás durante o período de negociação. A simples ‘aceleração’ não representou uma melhoria significativa à concorrência no mercado espanhol.

64. Em segundo lugar, e talvez mais importante, a estratégia deu origem a um nível significativo de excesso de oferta na Espanha. O programa estimulou os novos participantes a assinar contratos de longo prazo. Mas depois que o GRP terminou, o gás liberado retornou ao agente dominante. O mercado se viu com todo o gás do titular e com os novos contratos de importação de longo prazo dos novos operadores. O resultado foi um excesso de curto prazo, que levou algum tempo para ser absorvido. Uma estratégia melhor teria sido ter um GRP mais longo, programado para que quaisquer novos contratos de importação substituíssem os contratos de fornecimento de gás do agente dominante à medida que expirassem, ou apenas entrassem em ação quando a demanda total expandisse. Isso teria evitado o problema de excesso de oferta.
65. De um modo geral, pode levar algum tempo até que os novos operadores se estabeleçam no mercado. Assim, um GRP de duração de pelo menos seis anos, e mais provavelmente oito a dez anos, seria desejável. A experiência internacional confirma a importância de estabelecer programas que possam durar um período de tempo significativo. Seria irreal esperar que um horizonte de tempo de apenas dois anos pudesse se mostrar uma forma eficiente de atrair novos operadores, que complementaríamos os volumes liberados com contratos de importação de longo prazo após o término do programa.
66. No entanto, em vez de definir um limite determinado de prazo para o GRP brasileiro, recomendamos condicionar o término do GRP à métrica HHI, que discutimos na seção V.A.2. As autoridades poderiam anunciar uma data final para o GRP, uma vez que:
 - a. O GRP atingiu a meta de métricas de HHI por vários anos consecutivos. Atingir a meta HHI em um ano pode ser inexecutável, por exemplo, devido a contratos existentes de fornecedores independentes para aquisição de gás que ainda devem expirar ou porque a base de clientes potenciais participantes do GRP não é grande o suficiente para acomodar o gás liberado. Sugerimos permitir um período de transição de cerca de cinco anos para atingir o HHI alvo, a fim de evitar mudanças de mercado que possam ser muito rápidas enquanto, ao mesmo tempo, permitir que ocorram mudanças visíveis no mercado que possibilitem um número suficiente adicional de anos, por exemplo, até cinco anos consecutivos, para que o GRP atinja a meta HHI;
 - b. Havia uma perspectiva realista de que, uma vez que o GRP terminasse, os participantes poderiam substituir os volumes GRP por gás de fornecedores não estabelecidos em termos razoáveis. O anúncio deve dar um prazo de entrega de pelo menos dois anos para que os participantes providenciem novos fornecedores;

“Original Brattle report delivered is in English. In case of discrepancies between the Portuguese and the English version of the report, the English version prevails.”

c. O GRP também pode ter uma data de término 'back-stop' para dar alguma certeza à Petrobras de que o GRP não é um compromisso totalmente aberto (open-ended commitment). Mas essa data deve ser pelo menos 10 anos após o início do GRP.

67. Dessa forma, a duração do GRP, bem como os volumes, dependerão da velocidade e extensão da produção não-Petrobras, conforme discutido acima na seção V.A.2..

C. Leilões e o Preço do Gás Liberado

68. Normalmente, os leilões determinam o preço do gás liberado. Acreditamos que os leilões são o instrumento mais eficiente para determinar o preço do gás em GRPs de longo prazo.

69. Alguns países estabeleceram preços de reserva que garantiram aos agentes dominantes a recuperação de seus custos de aquisição de gás natural. No entanto, não recomendamos o uso de preços de reserva por dois motivos principais. Em primeiro lugar, existe o risco de o preço de reserva ser fixado acima do preço real de mercado do gás. Nesse caso, um preço de reserva excessivo poderia dissuadir os atores do mercado de participar do GRP. Por exemplo, no programa de Gas Release alemão, os preços de reserva eram 95% do preço médio de importação.⁶⁴ Apesar do 'desconto' de 5%, os novos operadores não estavam dispostos a comprar mais de 50% do gás ofertado na primeira rodada. Nas rodadas seguintes, o preço de reserva baseou-se em uma fórmula de preço vinculada aos preços do gasóleo e dos derivados de óleo combustível negociados em Roterdã. Essa mudança, assim como outras, possibilitou a venda de todo o gás oferecido nas próximas rodadas.⁶⁵

70. Em segundo lugar, e de forma relacionada, um preço de reserva limitaria o escopo para os compradores competirem com o titular. Por exemplo, se os participantes do GRP só puderem comprar gás ao preço médio do agente dominante, será difícil para eles ganhar clients, oferecendo aos consumidores preços mais baixos nos volumes adquiridos no leilão. Portanto, não recomendamos a aplicação de qualquer preço de reserva no Brasil.

71. A Petrobras pode argumentar que, sem preço de reserva, não consegue recuperar o custo do gás que deve fornecer no GRP. A experiência internacional mostra que existem maneiras de abordar as preocupações relacionadas à recuperação de custos sem introduzir um preço de reserva. Por exemplo, a Itália tem legislação para leilões que não têm preços de reserva

⁶⁴ Lohmann, Heiko, "The German Path to Natural Gas Liberalisation: Is it a special case?", Oxford Institute for Energy Studies, 2006, footnote 26, p. 136.

⁶⁵ Lohmann, Heiko, "The German Path to Natural Gas Liberalisation: Is it a special case?", Oxford Institute for Energy Studies, 2006, p. 124.

"Original Brattle report delivered is in English. In case of discrepancies between the Portuguese and the English version of the report, the English version prevails."

significativos. Os leilões podem, portanto, revelar o verdadeiro valor competitivo de um recurso, como o gás natural, ou a capacidade de armazenamento. Ao mesmo tempo, estão em vigor disposições separadas que permitem ao titular recuperar as perdas no leilão. Especificamente, o regulador pode recuperar a diferença entre o custo do gás do agente dominante e o preço do leilão, impondo uma “sobretaxa de recuperação de custos” (cost recovery surcharge) sobre o uso da rede de transporte ou distribuição.. Recomendamos essa abordagem no Brasil. Com efeito, os operadores do gasoduto recolheriam a ‘sobretaxa de recuperação de custos’ e repassariam os valores à Petrobras.⁶⁶ A justificativa para a imposição de sobretaxa é que os benefícios da redução do custo do gás decorrente do GRP e do desenvolvimento da concorrência devem compensar o aumento dos custos de transmissão pagos pelos consumidores.

72. Permitir que a Petrobras recupere seus custos por meio de uma sobretaxa (de recuperação de custos) suscita a questão de como o regulador deve calcular o custo do gás da Petrobras. Existem várias formas de definir o preço do gás para a Petrobras, ao qual ela pode recuperar custos. Recomendamos que a sobretaxa de recuperação de custos seja baseada na média ponderada do preço do gás, pago pela Petrobras para comprar gás de outros produtores e dos preços do gás sob contratos de importação do produto (juntos, o preço médio ponderado de compra – “the weighted average purchase price”). Esta é uma abordagem simples e transparente baseada em dados contratuais e regras pré-determinadas para calcular o preço do gás em cada ano. A sobretaxa de recuperação de custos seria calculada com base na diferença entre o preço de cada leilão de Gas Release e o preço médio ponderado de compra, ajustado para quaisquer diferenças nos custos de transporte de gás.⁶⁷
73. A Petrobras poderia invocar outra base para um preço de reserva: proteção contra um preço baixo e não competitivo. No entanto, a melhor maneira de evitar esse problema é estruturar o programa de Gas Release de forma a atrair um grande número de participantes. O leilão deve induzir os participantes a competir pelo gás ofertado e deve determinar um preço de mercado competitivo. Por conseguinte, maximizar a participação deve eliminar a necessidade de um preço de reserva. Na seção V.G abaixo, disponibilizamos recomendações sobre os requisitos ideais de participação.

⁶⁶ Like several other recommendations in this report, this may require secondary legislation or regulation.

⁶⁷ For example, it would be reasonable to compensate Petrobras for the difference in transportation costs between the delivery points of the import contracts – which would be the basis for measuring Petrobras’s costs – and the cost of transporting gas to the delivery point or points under the GRP.

“Original Brattle report delivered is in English. In case of discrepancies between the Portuguese and the English version of the report, the English version prevails.”

74. Uma questão final é se o leilão deve solicitar lances por preços fixos ou lances indexados a uma 'commodity' como o petróleo, o que entendemos ser uma prática comum no Brasil. Um preço fixo pode ser apropriado para blocos de gás leiloados por até um ano de cada vez. Entretanto, um GRP plurianual deve considerar o leilão de faixas (slots) de gás por períodos mais longos, como três a cinco anos. Para produtos de prazo mais longo, um lance por preço fixo pode representar o risco, excessivo, de ficar "fora do mercado" (out of market) durante as entregas. Portanto, para produtos de longo prazo, recomendamos aceitar lances indexados ao petróleo no leilão para limitar os riscos enfrentados pelos participantes. A estrutura de indexação proposta deve refletir um contrato típico de venda no mercado brasileiro de gás.

D. Pontos de Entrega, Flexibilidade e Capacidade de Liberação

1. Pontos de Entrega

75. Para que o GRP brasileiro seja efetivo, os compradores de gás devem ter o direito de transportar gás do ponto de entrega do GRP para seus clientes – ou para seu próprio local de consumo. Conforme exposto na seção III, entendemos que o Brasil está planejando uma série de reformas para melhorar o acesso às redes de gasodutos. Está além do escopo deste relatório comentar essas reformas. Apenas observamos que um ponto essencial para um GRP brasileiro eficaz é garantir o acesso não discriminatório às redes de dutos em termos de refletiros custo.
76. Na seção V. a. 2, recomendamos definir volumes de Gas Release para atingir uma meta específica de HHI, seja para um mercado nacional ou metas separadas, se a análise indicar mercados regionais. Se os mercados forem regionais, o GRP deve identificar um ponto de entrega separado para liberar gás em cada mercado regional, por exemplo, no principal ponto físico de entrega de gás para a região. A Petrobras pagaria pelos custos de transmissão até o ponto de entrega e os compradores pagariam pelos custos de transmissão a partir do ponto de entrega. Cada mercado também teria leilões separados. Em suma, acabaria por haver uma série de GRPs regionais, cada um projetado para atingir a meta de HHI em seu mercado. Um ponto de entrega regional definido para cada GRP evitaria que os participantes tivessem que encontrar a capacidade de transporte longe de seus próprios mercados. Além disso, os GRPs regionais oferecem uma oportunidade de aprendizado. Recomendamos a execução de GRPs separados, em uma sequência organizada, talvez com

“Original Brattle report delivered is in English. In case of discrepancies between the Portuguese and the English version of the report, the English version prevails.”

alguns meses separando cada um, para que as lições de GRPs anteriores possam informar aos subsequentes.

2. Flexibilidade

77. Entendemos que a flexibilidade é importante para os clientes de gás industrial no Brasil. Dada a falta de instalações de armazenamento de gás ou plataformas de negociação no Brasil, particularmente em nível regional, não seria desejável que um GRP entregasse 'base load' gas (carga base), com o mesmo volume de gás entregue a cada dia. Assim, um GRP Brasileiro deve permitir que os compradores variem sua aquisição (offtake).
78. Exploramos duas opções. Primeiro, o GRP poderia permitir que os licitantes usassem o armazenamento de gás nos terminais de regaseificação de GNL. Isso não significa que o leilão em si tenha que envolver o GNL trazido em navios. O leilão pode ser para gas em gasoduto, mas acompanhado de alguns direitos de variação de 'offtake' com base no GNL armazenado nos terminais de regaseificação. Por exemplo, um licitante de gás canalizado em um leilão pode ter o direito de "injetar" GNL virtualmente no armazenamento. Uma injeção implicaria numa desaceleração da taxa de entrega de gás gasoduto, o que na prática permitiria a um terminal de GNL reduzir suas retiradas do armazenamento de GNL ou sua regaseificação de volumes de um navio que chegasse. Da mesma forma, um licitante em um GRP poderia receber automaticamente um crédito por alguns dos volumes de GNL já no tanque. Com efeito, o GRP permitiria que os proponentes trocassem o gás do gasoduto pelo GNL.
79. Entretanto, não recomendamos a opção de usar o armazenamento de GNL. Primeiro, as trocas (swap) necessárias para fazer o arranjo funcionar podem impor desafios logísticos e podem acabar dependendo demais da coordenação com a Petrobras. Em segundo lugar, os participantes teriam então que contratar a capacidade de regaseificação e transporte do terminal de GNL para seus mercados regionais ou clientes. Isso pode ser difícil e caro.
80. Agora nos voltamos para a segunda opção (preferida) para fornecer flexibilidade. O GRP poderia simplesmente permitir que os participantes indicassem volumes variados de gás a cada dia. Por exemplo, se um participante comprou um volume de gás V no GRP para entrega ao longo de um ano, então a "Quantidade Diária Contratada - QDC" (Daily Contract Quantity - DCQ) seria $V/365$. Os participantes poderiam ter o direito de indicar até 110% do QDC ou até 50% do QDC em um determinado dia. Esse nível de flexibilidade é típico em contratos de dutos europeus e também foi oferecido em outros GRPs. Para determinar a quantidade adequada de flexibilidade, seria necessária uma avaliação da capacidade da rede para acomodar variações na produção e importação de gás canalizado e GNL.

"Original Brattle report delivered is in English. In case of discrepancies between the Portuguese and the English version of the report, the English version prevails."

81. Entendemos que a Petrobras tem acesso à flexibilidade na forma dos terminais de importação de GNL, e que o contrato de importação de gás da Bolívia também oferece flexibilidade. No entanto, a Petrobras poderia sensatamente argumentar que grande parte de seu gás está associada à produção de petróleo, que carece de qualquer flexibilidade. Assim, para chegar a uma especificação de flexibilidade no GRP razoável, as autoridades precisariam entender:
- a. A flexibilidade que a Petrobras pode oferecer a partir do GNL e do contrato boliviano; e
 - b. Os volumes envolvidos no GRP;
82. Mais adiante no programa GRP, quando os volumes ofertados forem menores, o GRP poderia sensatamente oferecer maior flexibilidade por unidade de gás comprada.
83. Observe que não recomendamos uma cobrança separada para flexibilidade. Se a flexibilidade tiver valor, o processo de leilão o revelará. Se o GRP oferece um nível significativo de flexibilidade, não surpreenderia ver o preço no leilão exceder o nível de fornecimento de carga de base de gás (baseload gas).
84. Além da flexibilidade diária, há também a questão da flexibilidade de volume anual. Se os participantes puderem variar o consumo de gás dia a dia, também faria sentido para eles terem alguma flexibilidade no volume anual do gás que consomem. Caso contrário, a flexibilidade diária seria de uso prático limitado. Por exemplo, se o comprador comprou frequentemente menos do que o QDC na primeira parte do ano, o comprador pode achar impossível comprar todo o volume de gás no restante do ano.
85. Diante disso, seria razoável esperar que o participante absorvesse entre 80% e 100% do gás comprado no leilão. Salvo força maior ou eventos semelhantes, o participante ainda pagaria por volumes de gás inferiores ao nível de 80%, mesmo que não conseguisse retirar os volumes.

E. Liberação de cliente e liberação de capacidade

86. Outras recomendações estão relacionadas à ideia de "liberação do cliente" (customer release) e liberação da capacidade (capacity release). As autoridades brasileiras parecem estar bem cientes da liberação de capacidade. O CPC mencionou especificamente a liberação de capacidade, o que exigirá que a Petrobras renuncie aos direitos de execução em alguns contratos existentes. O CPC se refere a uma meta de liberar metade do volume total contratado ou capacidade ociosa.

“Original Brattle report delivered is in English. In case of discrepancies between the Portuguese and the English version of the report, the English version prevails.”

87. No entanto, estamos preocupados que o CPC mencione o tamanho da liberação de capacidade como uma possível restrição no volume de gás liberado. O CPC alerta para «ineficiências» (ineficiências) que de outra forma poderiam ocorrer⁶⁸. O CPC não é claro quanto à natureza de tais ineficiências, exceto para dizer que elas podem envolver o surgimento de intermediários. No entanto, não vemos necessidade de avaliar ou debater ineficiências. Apoiamos a ideia geral de coordenar a quantidade de liberação de capacidade e de Gas Release. Nossa principal preocupação é com a noção de que um volume predeterminado de liberação de capacidade poderia limitar o volume de gás liberado. Em nossa opinião, a melhor abordagem é definir primeiro a meta de Gas Release, de acordo com as recomendações definidas acima, e depois adaptar o volume de liberação de capacidade para sustentar o programa de Gas Release.
88. A meta de liberação de capacidade pode ter que expandir para acomodar um programa razoável de Gas Release. De preferência, o volume total de liberação de capacidade deve acomodar: a) os compradores no programa de Gas Release, e b) produtores independentes, que desenvolvem campos offshore ou organizam importações independentes de GNL.
89. O Gas Release não terá impacto nos clientes existentes que se encontram vinculados a contratos de gás de longo prazo com um fornecedor estabelecido. A experiência alemã mostra que a concorrência deu um grande passo à frente quando a autoridade da concorrência liberou os clientes das restrições dos contratos existentes, declarando que era inerentemente anticoncorrencial para um contrato de fornecimento de gás natural prender um cliente ao seu fornecedor existente por mais de dois anos.⁶⁹ Essa decisão deu aos clientes existentes liberdade imediata para adquirir de fontes alternativas porções significativas de suas necessidades de gás natural.

⁶⁸ Novo Mercado de Gás, “Nota Técnica, Propostas para o Mercado Brasileiro de Gás Natural”, Comitê de Promoção da Concorrência no Mercado de Gás Natural do Brasil, dated 10 June 2019, p. 16: *“Note-se que até se alcançar a meta de metade do volume contratado, o cálculo do volume a ser descontratado deve ser proporcional à oferta (produção e importação) disponível dos concorrentes da Petrobras no upstream. Essa proporcionalidade deve ser observada para que o gas release não implique aumento de ineficiências, por exemplo, com a introdução de agentes de intermediação que podem elevar os custos de transação na indústria.”* “Note that until the target of half of the contracted volume is reached, the calculation of the volume to be outsourced must be proportional to the supply (production and import) available from Petrobras’ competitors in the upstream. This proportionality must be observed so that the gas release does not imply an increase in inefficiencies, for example, with the introduction of intermediation agents that can increase transaction costs in the industry” (our translation).

⁶⁹ See Appendix A.B. **Erro! Fonte de referência não encontrada.**

“Original Brattle report delivered is in English. In case of discrepancies between the Portuguese and the English version of the report, the English version prevails.”

90. Discutimos anteriormente a proposta da Petrobras de estender os contratos com as distribuidoras por mais cinco anos, em troca de descontos.⁷⁰ Aparentemente, as prorrogações têm uma cláusula que liberaria determinados volumes, caso as distribuidoras percam grandes clientes elegíveis para fornecedores concorrentes. Essa é uma forma de liberação do cliente. No entanto, nós apoiariamos um tipo mais ambicioso de liberação do cliente. Conforme indicado acima, a cláusula de liberação nos contratos da Petrobras não se aplicaria às vendas de um distribuidor para clientes menores que não são elegíveis para escolher fornecedor. Para volumes substanciais, as distribuidoras, por consequência, não poderão comprar de outras empresas que não a Petrobras. A prorrogação de 5 anos acaba vinculando a distribuidora à Petrobras por mais tempo. Apoiamos a abordagem alemã de impor um limite absoluto à duração dos contratos. Cada mercado é diferente, então não podemos dizer se 2 anos é apropriado para o Brasil, mas podemos dizer que o limite de 2 anos funcionou na Alemanha.
91. Além disso, vemos vantagens em liberar os distribuidores de obrigações de longo prazo com a Petrobras. A experiência na Europa tem mostrado que alguns distribuidores aproveitam a efetiva liberalização do mercado para expandir seus negócios, e acabam se tornando concorrentes dos grandes operadores. Ainda sobre a experiência alemã, vários grandes distribuidores conhecidos, como a “stadtwerke”, agora vendem gás para grandes clientes industriais em todo o país. Os distribuidores têm algumas vantagens inerentes ao se tornarem vendedores, mesmo para grandes clientes industriais. Eles têm sistemas de TI pré-existentes, equipe de marketing e departamentos de gerenciamento de contratos.
92. Por fim, liberar um distribuidor de seus contratos pré-existentes também pode ajudar outros clientes elegíveis, como empresas industriais e centrais elétricas. Se os novos participantes souberem que todo o seu mercado potencial inclui os volumes atualmente comprados pelos distribuidores, eles terão maior probabilidade de entrar no mercado e em uma escala maior. Os demais clientes elegíveis só podem se beneficiar.

F. Venda de Gás a Grandes Consumidores

93. Entendemos que há questões relevantes no Brasil em relação ao acesso dos consumidores ao mercado atacadista. Os Estados têm competência legal para legislar e definir que tipo de consumidores são elegíveis para adquirir gás diretamente de comerciantes e fornecedores.

⁷⁰ See ¶134.c above, citing Argus Media, "Petrobras expands influence over distributors", last accessed on 23 September 2022, dated 16 May 2022. Apparently, the recipients of the offers account for 42% of total distribution.

“Original Brattle report delivered is in English. In case of discrepancies between the Portuguese and the English version of the report, the English version prevails.”

No entanto, as regulamentações em alguns estados dificultam que os grandes consumidores deixem de ser abastecidos pelo LDC e passem a poder escolher seu próprio fornecedor. Os contratos de distribuição de capacidade impõem muitas das barreiras à mudança para o mercado livre. Isso porque os contratos contêm penalidades e termos inflexíveis para clientes do mercado livre que não são aplicados aos consumidores que tomam gás dos LDCs.

94. As barreiras de acesso ao mercado livre podem inibir a participação de grandes clientes industriais em um GRP brasileiro. Se a participação do GRP fosse limitada principalmente aos LDCs, que são relativamente poucos em número, seria difícil atingir a meta do HHI discutida anteriormente.
95. Assim, para um GRP bem-sucedido, é importante que um quadro regulatório abrangente permita que grandes consumidores acessem o mercado livre e o gás comprado sob o GRP. O GRP é uma componente desse quadro abrangente. Mas é improvável que um GRP alcance um mercado de gás competitivo no Brasil se os consumidores não puderem escolher livremente seu fornecedor e não tiverem acesso a infraestruturas de gás de forma não discriminatória e com tarifas que reflitam os custos (cost-reflective tariffs).
96. Além disso, para evitar que todo o gás vendido sob o GRP seja comprado por LDCs, recomendamos que um determinado volume de gás liberado seja reservado para compradores não-LDC, e que o tamanho do lote seja tal que permita que grandes consumidores de gás participem do leilões (veja abaixo em 'tamanho do lote').

G. Requisitos Administrativos

97. Finalmente, a experiência internacional confirma que os detalhes do processo de GRP são importantes. Em outros países, os agentes dominantes às vezes exploraram detalhes do processo de GRP para tentar limitar a quantidade de gás vendido. Discutimos algumas das questões abaixo.

1. Autoridade administrativa

98. Seria desejável que a responsabilidade pela fiscalização do GRP fosse claramente atribuída a um único órgão (a autoridade GRP). O regulador de energia é o candidato mais óbvio para essa função. Enquanto a Petrobras poderia administrari os detalhes práticos do grupo, isso deve ser feito sob a estreita supervisão da autoridade do GRP.

“Original Brattle report delivered is in English. In case of discrepancies between the Portuguese and the English version of the report, the English version prevails.”

2. Frequência e Duração dos Contratos

99. Normalmente, os leilões de Gas Release ocorreriam todo ano e o produto vendido seria para um contrato de fornecimento de gás de um ano. No entanto, se pode ser útil para as partes ter contratos mais longos, então não há razão para que a Petrobras não possa vender um mix de contratos de um ano, dois anos ou mais. Os compradores de gás, por sua vez, deveriam ser autorizados a negociar gás em um mercado secundário sob contratos de prazo mais curto, a fim de criar liquidez. Por outro lado, tentar obter esse tipo de liquidez vendendo gás liberado sob uma série de produtos de prazo muito curto provavelmente imporia uma carga administrativa excessiva ao GRP.
100. Uma questão importante decorrente da comercialização do gás liberado no mercado secundário é o papel da Petrobras. Por um lado, pode haver uma preocupação de que a Petrobras possa recomprar volumes de gás liberado para revenda aos consumidores. Isso poderia prejudicar os objetivos do GRP.
101. Por outro lado, em outros mercados, os agentes dominantes têm desempenhado um papel importante no desenvolvimento da liquidez no mercado secundário. A Petrobras poderia desempenhar um papel importante como um 'agente de mercado' (market maker) para aumentar a liquidez do mercado, permitindo que um maior volume de gás seja negociado.⁷¹ Em suma, nossa inclinação seria permitir que a Petrobras negociasse no mercado secundário, mas monitorando o mercado para detectar se surgem comportamentos anticompetitivos e manipuladores. O mecanismo e os indicadores de monitoramento do mercado dependerão da estrutura do mercado, das instituições e da legislação em vigor, seguido de uma análise detalhada das regras que regem o mercado, dos comportamentos abusivos ou manipuladores que possam surgir e dos procedimentos mais adequados para os detectar.
102. Uma consideração adicional importante sobre a duração dos contratos é que, conforme descrito acima, esperamos que o volume de gás liberado diminua ao longo do tempo, à medida que o volume de produção de gás não-Petrobras aumente. Assim, o programa deve evitar vender um volume de contratos de longo prazo que resultaria em um 'excesso' de Gas Release nos anos futuros. Deve ser relativamente simples evitar esse problema se as

⁷¹ A 'market maker' is obliged to always be in the market to buy and sell gas. The regulator could impose a maximum difference or spread between the price that the market maker offers to buy and the price at which they offer to sell. In the UK, the incumbent British Gas played a market maker role in the nascent UK gas market, and was credited with helping build liquidity.

"Original Brattle report delivered is in English. In case of discrepancies between the Portuguese and the English version of the report, the English version prevails."

durações e volumes do contrato de gás forem definidos no contexto do programa de previsão e modelagem desenhado acima.

3. Tamanho do lote

103. Normalmente, um volume de Gas Release será vendido em “lotes” de um determinado volume. Se o tamanho do lote for muito grande, pode ser difícil para clientes industriais individuais participarem do leilão. Os compradores precisariam comprar mais gás do que precisam e correriam o risco de ficar com gás sem vender. Para determinar o tamanho do lote adequado, recomendamos que as autoridades competentes realizem uma pesquisa de potenciais participantes do GRP. Entre outras coisas, a pesquisa perguntaria o volume ideal de gás que os compradores gostariam. Os tamanhos dos lotes podem ser determinados com base na pesquisa.

4. Requisitos de crédito e condições de pagamento

104. Outra preocupação é que a Petrobras poderia tentar reduzir o número de participantes em um GRP brasileiro, exigindo padrões de crédito excessivamente altos para os compradores. A Petrobras também pode tentar impor exigências como uma grande quantia de pagamento adiantado para os volumes de gás comprados, ou que os compradores tenham que enviar cartas de crédito ou outras garantias. A Petrobras poderia tentar justificar essas condições ao vender diretamente a clientes industriais, alegando que os compradores industriais são mais arriscados do que os LDCs para quem costuma vender. Por exemplo, requisitos de crédito onerosos contribuíram para o fracasso da primeira rodada do GRP alemão. Os requisitos de crédito foram reduzidos para a segunda rodada, onde a maioria dos volumes foi vendida (ver parágrafo B do Apêndice A para mais detalhes). Na Espanha, potenciais participantes do GRP também reclamaram que os requisitos de qualificação para o GRP eram muito onerosos para novos participantes.
105. Recomendamos que os requisitos de crédito para compradores do GRP não sejam mais onerosos do que os requisitos de crédito que eles têm para comprar gás do LDC.
106. Se as condições de crédito se tornarem um problema para a Petrobras, a autoridade do GRP poderia se oferecer para garantir as obrigações dos compradores sob o GRP. Ou seja, se um comprador deixasse de efetuar os pagamentos dos volumes de gás que comprou no GRP, os volumes de gás não seriam mais entregues ao comprador e a autoridade do GRP poderia:
 - a. Assumir as obrigações de pagamento à Petrobras; e

“Original Brattle report delivered is in English. In case of discrepancies between the Portuguese and the English version of the report, the English version prevails.”

- b. Se responsabilizar por tentar vender os volumes de gás restantes. Petrobras deve se comprometer a auxiliar na venda desses volumes na base dos 'melhores esforços' (best efforts).
107. A autoridade do GRP poderia financiar qualquer 'inadimplência' (bad debt) associada ao GRP por meio dos mesmos mecanismos utilizados para recuperar qualquer diferença entre o custo do gás da Petrobras e o preço do leilão do GRP. A presença de uma garantia não daria aos compradores industriais um incentivo à inadimplência, já que a Petrobras ainda poderia acioná-los pelos valores devidos pelos volumes de gás entregues, e a Petrobras poderia interromper as entregas.
108. Não vimos tal 'programa de garantia' (guarantee program) em outras jurisdições, mas pode ser uma característica inovadora que o Brasil poderia aplicar para maximizar a participação do GRP.
109. As condições de pagamento devem seguir práticas típicas do mercado brasileiro – por exemplo, faturas mensais de gás entregues no mês anterior, liquidadas em até 30 dias.

5. Informação e transparência

110. A Autoridade GRP também seria responsável por garantir que os participantes estejam bem informados sobre o processo GRP e os requisitos de participação. Por exemplo, o GRP poderia:
- a. Realizar a pesquisa mencionada acima para determinar o tamanho dos lotes;;
 - b. Elaborar documentos que expliquem o processo GRP, prazos e requisitos de participação;
 - c. Supervisionar a criação de um site para divulgar informações sobre o GRP e permitir o registro dos participantes;
 - d. Organizar reuniões virtuais e presenciais para esclarecer dúvidas que os potenciais participantes possam ter; e
 - e. Atuar como um 'helpdesk' para resolver quaisquer questões *ad hoc* ou problemas que surjam entre potenciais participantes, a Petrobras e quaisquer outras partes interessadas.
111. Essas etapas seriam importantes para maximizar a participação e garantir o sucesso do GRP.

“Original Brattle report delivered is in English. In case of discrepancies between the Portuguese and the English version of the report, the English version prevails.”

Apêndice A: Experiência internacional

A. Itália

112. A partir de 2004 e até 2010, a Itália implementou três liberações de gás. A primeira foi implementada em 2004 como uma solução para o fracasso de impor um limite às quotas de mercado do titular e estimular o desenvolvimento da concorrência no início do processo de liberalização. O limite das quotas de mercado não conseguiu desenvolver a concorrência no mercado porque o agente dominante driblou a obrigação, implementando as chamadas “vendas inovadoras” (innovative sales), ou seja, a venda de gás a concorrentes – selecionados pelo próprio titular – fora da fronteira italiana. Além disso, o agente dominante limitou o acesso aos gasodutos internacionais de importação para a Itália sob seu controle, alegando que sua capacidade nesses gasodutos, que correspondia a quase toda a capacidade disponível, era necessária para cumprir as obrigações decorrentes de seus contratos take-or-pay de longo prazo. A autoridade da concorrência italiana iniciou uma investigação sobre o comportamento do agente dominante e determinou que a Eni liberasse uma quantidade de gás de seus contratos de take-or-pay e disponibilizasse a capacidade de transmissão no sistema de transmissão Italiano necessária para entregar gás ao mercado.⁷²
113. A segunda liberação de gás foi implementada em 2007, acordada no encerramento de uma investigação pela autoridade da concorrência por suposto abuso de posição dominante em relação ao uso da infraestrutura de gás. A terceira liberação de gás foi realizada em 2009 para baixar os preços do gás dos consumidores industriais e termoelétricos durante uma grave crise econômica. A baixa demanda de gás, no entanto, causou pouco interesse no programa e apenas pouco mais de 20% do volume planejado foi realmente liberado.
114. As lições das liberações de gás italianas são úteis para o Brasil, pois o Brasil está nos estágios iniciais da liberalização do mercado e precisa decidir quais são as melhores opções para abrir o mercado de gás à concorrência. Um limite para a participação de mercado do agente dominante parece ser um mecanismo simples para desenvolver a concorrência nos estágios iniciais da abertura do mercado. Todavia, o exemplo Italiano mostra que tal medida apenas atrasou a abertura do mercado à concorrência. Ademais, o exemplo destaca a importância da implementação de programas de Gas Release ao longo de um período de tempo que permita levar em consideração os desenvolvimentos esperados do mercado.

⁷² Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ("AGCM"), "Provvedimento n. 13299 A329B - BLUGAS-SNAM", dated 24 June 2004.

a) O Limite das Quotas de Mercado e as “Innovative Sales” do Titular

115. Em 2000, quando o Governo italiano publicou a Lei do Gás, que deu início à liberalização do mercado do gás,⁷³ a Eni, o antigo monopolista italiano verticalmente integrado, controlava cerca de 95% do gás importado e quase 90% da produção nacional, bem como todos os gasodutos de importação, a rede de transporte de gás, a capacidade de regaseificação do GNL e a maior parte da capacidade de armazenamento.⁷⁴
116. A fim de aumentar a concorrência no mercado, a Lei do Gás incluiu as seguintes disposições:
- a. A separação das infra-estruturas de gás da venda e de outros serviços comerciais, a fim de garantir que não haja discriminação entre os potenciais utilizadores dessas infra-estruturas.⁷⁵
 - b. Um acesso regulamentado de terceiros às redes de transporte e distribuição e às instalações de regaseificação e armazenamento, a fim de garantir que o acesso seja concedido a todos os utilizadores em igualdade de condições e que não seja recusado se houver capacidade disponível.⁷⁶ É importante ressaltar que o acesso à rede de gás pode ser negado se o acesso de novos operadores afetar negativamente as obrigações decorrentes de contratos ‘take ou pay’ que foram assinados antes da promulgação da Diretiva do Gás. Aproveitando essa disposição, a Eni criou uma barreira para limitar as importações de operadores independentes e foi sancionada pela Autoridade da concorrência por alegado abuso de posição dominante.⁷⁷
 - c. Limites de participação de mercado (expressos em porcentagem do consumo) sobre o volume de gás que uma única empresa poderia fornecer ao mercado italiano (75% do consumo nacional a ser reduzido em 2% ao ano até atingir uma participação de 61%) e para usuários finais (50% do consumo anual).⁷⁸

⁷³ Decreto Legislativo 23 maggio 2000 , n. 164, "Attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144".

⁷⁴ See Banca d'Italia, "Relazione del Governatore sull'esercizio 2000", dated 31 May 2001, p. 116.

⁷⁵ Companies operating regulated gas infrastructures (LNG regasification, storage, transmission, distribution) were not allowed to operate in market activities (production, import, wholesale and retail).

⁷⁶ The regulated third party access regime implemented by the Gas Law requires that all operators meeting specified technical and economic requirements are granted the right to participate in the process to allocate access capacity and that access is granted if capacity is available. Access can be denied if capacity is not available or if access request does not allow the network or the facility to meet its public service obligation.

⁷⁷ Autorità per l'energia elettrica e il gas ("ARERA"), "Relazione annuale sullo stato dei servizi svolti e sull'attività svolta", Section 2,, dated 23 June 2005, p. 221.

⁷⁸ Market share caps were explicitly included in the so-called Letta Decree (the Gas Law) that started the liberalisation process of the gas market in 2000. See Art.19 of Decreto Legislativo 23 maggio 2000 , n. 164,

Continued on next page

117. Em 2003, o Regulador de Energia e a Autoridade da Concorrência lançaram uma consulta sobre a liberalização dos mercados de eletricidade e gás. As conclusões mostraram que:⁷⁹
- a. O agente dominante vendia gás norueguês do seu contrato 'take-or-pay' a concorrentes – selecionados pela própria Eni – na fronteira entre a França e a Alemanha (as chamadas “vendas inovadoras”) e um compromisso para venda de gás importado da Líbia.⁸⁰ Embora tais vendas tenham resultado em mais importadores para operar no mercado, o gás disponível para fornecedores alternativos acabou sendo vendido pela própria Eni a fornecedores selecionados. Assim, na verdade, os novos fornecedores eram clientes da Eni, pagando gás a um preço que incluía uma margem imposta pelo titular (portanto, a um preço superior ao preço pago pelo titular).
 - b. Quase toda a capacidade das infraestruturas de importação estava à disposição da Eni para cumprir as obrigações decorrentes dos contratos 'take-or-pay' assinados antes da entrada em vigor da primeira Diretiva Europeia do Gás. A capacidade disponível para outros operadores era marginal.
 - c. A Eni controlava as infraestruturas de importação, diretamente ou através de subsidiárias. Como tal, tinha o poder de aumentar a capacidade para acomodar solicitações de outros operadores.⁸¹

b) O primeiro programa de Gas Release

118. Na sequência de uma reclamação de um importador em 2002, a Autoridade da Concorrência italiana concluiu que o titular abusou da sua posição dominante como: (i) a quantidade de gás vendida a fornecedores alternativos por meio das "vendas inovadoras" cobria toda a

"Attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144", p. 10, Art. 19, paragraph 2. and 3. which states: "Starting from January 2002 and up to 31 December 2010 no gas company can inject gas (imported or produced in Italy) into the national grid, for sale into Italy, directly or through subsidiaries, parent companies or companies controlled by the same parent company, for quantities over 75% of national natural gas consumption on an annual basis" (our translation).

⁷⁹ Autorità garante della concorrenza e del mercato ("AGCM) e Autorità per l'energia elettrica e il gas ("ARERA"), "Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore del gas naturale", IC22, dated May 2005.

⁸⁰ See Autorità garante della concorrenza e del mercato ("AGCM) e Autorità per l'energia elettrica e il gas ("ARERA"), "Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore del gas naturale", IC22, dated May 2005, p. 164: "there is also a contract signed with Eni in 2001 for about 1.5 billion of cubic metres/year of Norwegian gas that represents one of the four 'innovative sales'. There is also a purchase contract from Eni as an advance on imports of gas from Libya, which in 2003 resulted in supplies of just under 2 billion of cubic metres per year at the Mazara del Vallo entry point" (our translation).

⁸¹ Autorità per l'energia elettrica e il gas ("ARERA"), "Relazione annuale sullo stato dei servizi svolti e sull'attività svolta", Section 2,, dated 23 June 2005, p. 200.

participação de mercado reservada a fornecedores alternativos. (ii) O titular pôde limitar o acesso de operadores independentes às infraestruturas de importação.⁸²

119. Para remover tais barreiras, a Autoridade da Concorrência determinou que o agente dominante liberasse gás aos concorrentes para venda no mercado italiano:⁸³
- a. O volume de gás a liberar equivaleu a 2,3 bcm por ano, durante um período de 4 anos⁸⁴, num montante total de 9,2 bcm. A quantidade anual de gás liberada representa cerca de 3% da procura total de gás em 2003.⁸⁵ O tamanho total do programa representa o alcance estimado que a Eni cumulativamente excedesse ao teto estabelecido no Decreto Legislativo 164/2000, considerando "vendas inovadoras" como gás injetado para consumo diretamente pela Eni.⁸⁶
 - b. O gás teve que ser liberado na entrada do sistema de gás italiano. A Eni teve de transportar o gás até ao ponto de entrada. O fornecedor a quem o gás foi atribuído deveria importar o gás em Itália. A Eni teve de se comprometer a disponibilizar ao importador uma quantidade de capacidade de entrada igual à capacidade de entrada necessária para gerir a média diária contratual para cada ano contratual. O fornecedor teve de solicitar ao ORT de gás a capacidade necessária para gerir a diferença entre a quantidade máxima e a média diária.
 - c. O preço do gás liberado foi fixado pela Eni com base na fórmula que cobria o custo da commodity, os custos de transporte até Tarvisio e os custos de armazenamento estratégico efetuados pelo titular enquanto importador de gás de países não europeus.⁸⁷ Os custos relacionados com a entrada na Tarvisio foram assumidos pelo comprador.

⁸² Autorità per l'energia elettrica e il gas ("ARERA"), "Relazione annuale sullo stato dei servizi svolti e sull'attività svolta", Section 2, dated 2004, pp. 185-6: "Although the number of new entrants in the sector has progressively grown since 2000, their presence can only be partly explained with the signing of independent procurement contracts. With the mechanism of 'innovative sales', Eni contributed to creating barriers to entry into gas supply, since the sale of part of its contracts took place at the same time as that of the valuable right of access to the international gas pipeline network, which is now congested [...] On this issue, the Competition and Market Authority ascertained in November 2002, a violation of competition mechanisms by Eni, which was called upon to take appropriate action" (our translation).

⁸³ See Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ("AGCM"), "Provvedimento n. 13299 A329B - BLUGAS-SNAM", dated 24 June 2004.

⁸⁴ The contractual year was the gas year (1 October-30 September).

⁸⁵ Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ("AGCM"), "Provvedimento n. 13299 A329B - BLUGAS-SNAM", dated 24 June 2004, paragraph 14.

⁸⁶ Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ("AGCM"), "Provvedimento n. 13299 A329B - BLUGAS-SNAM", dated 24 June 2004, p. 3.

⁸⁷ At that time, the QE component was the unit charge set by the energy regulator to remunerate the costs to procure gas to be sold to consumers in the protected market.

d. As condições para selecionar os operadores elegíveis para a libertação de gás foram sugeridas pela Autoridade da Concorrência.

120. A autoridade da concorrência alegou que o cumprimento das condições acima teria sido equivalente a um aumento da capacidade em gasodutos internacionais oferecidos pelo titular, a fim de encerrar os efeitos do abuso de posição dominante.⁸⁸

c) Programas Adicionais de Gas Release

121. Em 2007, a autoridade da concorrência encerrou uma investigação de 4 meses sobre o suposto abuso de posição dominante da Eni no uso do terminal de regaseificação de GNL de PanigagliaN - na época, o único terminal de regaseificação na Itália - em troca do compromisso da Eni de liberar 4 bcm/ano de gás a um preço abaixo do preço de mercado.⁸⁹

122. Em 2009, na tentativa de aumentar ainda mais a concorrência a fim de baixar os preços do gás para os consumidores, a Eni foi obrigada a leiloar 5 bcm de gás, no ponto de negociação virtual, para o ano termal 2009-2010, a um preço regulamentado estabelecido pelo Ministério.⁹⁰ O preço pago à Eni foi calculado, tendo em conta os preços médios nos mercados europeus mais relevantes e os custos de fornecimento efetuados pela Eni.⁹¹ Apesar desse preço estar abaixo do preço de mercado, apenas 1,1 bcm de 5 foram alocados.⁹²

123. Embora a imposição de um limite na participação de mercado do titular aparentemente apresente uma forma simples de desenvolver a concorrência, a experiência italiana mostra que a concorrência começou a se desenvolver após a implementação das liberações de gás.

124. No início de 2000, no início do processo de liberalização, o primeiro Gas Release foi implementado para lidar com o fracasso em desenvolver a concorrência, impondo limites às

⁸⁸ See Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ("AGCM"), "Provvedimento n. 13299 A329B - BLUGAS-SNAM", dated 24 June 2004, paragraph 17: "In light of the above considerations, the Authority therefore considers that the commitment [...] to release, on a pro rata basis, 9,2 billion cubic metres of gas for four years [...] at the price indicated in §8 above, using the participant selection method identified in §16 above, is an equivalent measure, if actually implemented, to the measure consisting in the upgrading of international pipelines initially proposed [...] in order to end the effects of the contested abuse [...]" (our translation).

⁸⁹ Oxford Institute for Energy Studies ("OIES"), "The Italian Gas Market: Challenges and Opportunities", dated June 2013, p. 54.

⁹⁰ Decreto Legge 1 luglio 2009, n. 78, Provvedimenti anticrisi, nonché proroga di termini, Decreto-Legge convertito con modificazioni dalla L. 3 agosto 2009, n. 102, art. 3. The decree imposed a cap on the market share of wholesalers supplying the Italian gas market and mandated each operator with a market share above 40% in the thermal year 2007/2008 (i.e. Eni) to auction 5 bcm at the virtual trading point for the thermal year 2009-2010 at a regulated price set by the Ministry as proposed by the regulator.

⁹¹ Eni, "Annual Report", dated 2009, p. 43.

⁹² Eni, "Annual Report", dated 2009, p. 39.

quotas de Mercado, sem garantir que Fornecedores Alternativos pudessem acessar fontes de gás independentes do titular e capazes de entregar gás ao mercado. As liberações subsequentes de gás foram implementadas como um remédio para supostos abusos de poder de mercado e para acelerar a liberalização do mercado.

125. Olhando para todo o processo de liberalização, três liberações de gás ocorreram em um período de cerca de seis anos e a última liberou apenas uma parte do volume pretendido, pois o mercado mostrou pouco interesse em volumes adicionais de gás devido à crise econômica e ao aumento da geração renovável de eletricidade, reduzindo a demanda de gás dos setores industrial e térmico. Tais evidências sugerem que, para que um programa de Gas Release seja bem-sucedido, o projeto deve garantir que a liberação de gás seja realizada durante um período adequado e que a evolução esperada da demanda e da oferta de gás seja devidamente considerada.

B. Alemanha

126. Dois eventos ocorreram no mercado de gás alemão que são potencialmente relevantes para um GRP no Brasil. Primeiro, após uma fusão entre dois dos grandes fornecedores de gás no mercado alemão, um GRP foi implementado como um 'remédio'. Em segundo lugar, a autoridade da concorrência alemã emitiu uma decisão de que amarrar a demanda com contratos de longo prazo não era permitido, e os clientes deveriam ter permissão para contratar por prazos mais curtos com vários fornecedores. Este último foi um programa de 'liberação do cliente' (customer release), e não um programa de Gas Release. Mas é importante porque teve o efeito de liberar a demanda de gás, em vez da oferta de gás, e aumentou a concorrência no mercado alemão. Discutimos ambos os eventos abaixo.

a) Gas Release resultante da fusão E.ON-Ruhrigas

127. Em setembro de 2002, o Ministério de Economia e Tecnologia da Alemanha aprovou a fusão da E.ON, empresa nacional de produção de gás, e da Ruhrgas, importadora e distribuidora de gás alemã.⁹³ Na época, a E.ON e a Ruhrgas eram duas das maiores empresas de energia alemãs, e a participação da Ruhrgas no fornecimento de gás era de cerca de 60%.⁹⁴ Em uma tentativa de resolver as questões de concorrência levantadas pela fusão, o Ministério impôs

⁹³ Note that the German Federal Cartel Office ("FCO") tried to block the merger. However the Minister of Economics claimed that the restrictions on competition that were identified by the FCO were to be put in perspective after the new developments that occurred after the decision of the FCO.

⁹⁴ See Supplementary special report of the Monopolies Commission, "Merger project of E.ON AG with Gelsenberg AG and of E.ON AG with Bergemann GmbH", dated September 2002, p. 10.

certas condições e obrigações à E.ON e à Ruhrgas⁹⁵. Isso incluiu o primeiro programa de Gas Release no mercado alemão.⁹⁶

128. Especificamente, a E.ON acabou sendo obrigada a leiloar 200 TWh, o que equivale a 19 bcm de gás distribuídos em seis parcelas anuais entre 2003 e 2008, ou seja, cerca de 3,2 bcm / ano em média.⁹⁷ Para contextualizar, a procura média anual de gás na Alemanha durante o período dos leilões foi de cerca de 90 bcm, o que significa que o GRP representou cerca de 3,6% da demanda de gás na Alemanha.⁹⁸
129. O preço mínimo, ou base, definido para o leilão era de 95% do preço médio transfronteiriço, e os participantes ofereciam um prêmio sobre o preço base.⁹⁹ Os volumes deveriam ser oferecidos como volumes de carga base com uma obrigação de 'take-or-pay' de 80%, divididos em até 39 'lotes' ou pacotes de gás em cada leilão. Assim, o tamanho médio do lote foi de cerca de 850 GWh. Os pontos de entrega estavam em dois pontos na fronteira alemã: Emden–Bunde, na fronteira com a Holanda, e Waidhaus, na fronteira com a República Tcheca.
130. A E.ON divulgou um Memorando de Informações Resumidas em fevereiro de cada ano e também organizou uma conferência presenciais de licitantes. Os leilões ocorreram em maio, com entrega a partir do outubro seguinte. Cerca de 60 empresas se inscreveram no leilão, receberam o informativo completo e participaram da coletiva de licitantes. No entanto, o número de licitantes efetivos variou de dois no primeiro leilão a 13 no quinto leilão, com sete licitantes participando de todos os outros leilões.

⁹⁵ See E.ON's form 20-F filed with the Securities and Exchange Commission, dated 10 March 2005, pp. 14-18. See also State Superior Court of Düsseldorf, "Beschluss vom 11.07.2002 - VI-Kart 25/02 (V)", dated July 2002, par. 260.

⁹⁶ The gas release was not the only condition of the merger E.ON had to unbundle its transmission system from its other operations. This led to the establishment of the new entity E.ON Ruhrgas Transport AG & Co. KG. E.ON/Ruhrgas had to undertake several shareholding divestments, which were mainly aimed at reducing the degree of vertical integration of E.ON/Ruhrgas in Germany and foster competition downstream in the distribution sector. Some of these divestments were made towards municipal utilities.

⁹⁷ State Superior Court of Düsseldorf, "Beschluss vom 11.07.2002 - VI-Kart 25/02 (V)", dated July 2002, par. 260 reports the requirement to auction 200 TWh. According to the IEA a bcm is equal to 38.2 petajoules (1.06×10^{10} kWh) at 15°C atmospheric pressure.

⁹⁸ International Energy Agency and OECD, "Energy Policies of IEA Countries-Germany", 2007, p. 93 reports that domestic natural gas consumption totaled 90 bcm in 2003. The yearly auctions of 3.2 bcm represent thus $3.6\% = 3.2/90$ of German gas demand.

⁹⁹ The statistical average border price published by the Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle ("BAFA"). Lohmann, Heiko, "The German Path to Natural Gas Liberalisation: Is it a special case?", Oxford Institute for Energy Studies, 2006, footnote 26, p. 136.

131. No primeiro leilão, menos de 50% do volume foi vendido¹⁰⁰. Isso ilustra o problema de ter um preço de reserva vinculado aos preços médios históricos dos contratos, e não ao preço de mercado no momento do leilão. Na tentativa de resolver esse problema, para o próximo leilão os compradores puderam escolher entre um preço vinculado aos produtos de gásóleo e derivados de óleo combustível, comercializados em Roterdã, e o preço internacional utilizado no primeiro leilão. A quantidade mínima diária foi reduzida de 60% para 50% da quantidade média diária e a garantia do leilão foi reduzida para € 0,5 milhão para cada lote.
132. Presumivelmente, em decorrência dessas mudanças, o segundo leilão resultou na venda da maior parte do gás oferecido, embora o preço base não tenha sido ultrapassado. O preço de oferta do leilão foi excedido nos quatro leilões restantes e refletiu amplamente os preços de mercado disponíveis no hub de negociação de líquidos mais próximo na época, na Bélgica ou na Holanda.
133. Além dos problemas de fixação de um preço base excessivo, o GRP Alemão ilustra dois pontos relevantes para o Brasil. Em primeiro lugar, a importância da capacidade de transporte de gás, para que os licitantes vencedores pudessem transportar o gás do ponto de entrega para um cliente. Nos três primeiros leilões, a E.ON Ruhrgas só ofereceu capacidade certa de transporte onde o comprador era um ex-cliente da E.ON Ruhrgas. Os compradores corriam o risco de ficar com o gás “encalhado”, uma vez que a capacidade de transporte do gás fora do ponto de venda era limitada. Isso significava que os compradores tinham que vender o gás em uma área geográfica relativamente limitada. Outros clientes, às vezes, tinham a ver com capacidade interruptível e, na verdade, eram interrompidos. Um desses clientes reclamou com o regulador de energia alemão, e resultou que, em última análise, a E.ON Ruhrgas teve que oferecer capacidade certa de saída para todos os licitantes vencedores em todos os pontos de saída possíveis.
134. A segunda questão é a flexibilidade. Como observado acima, o gás leilado era um tanto flexível, pois os compradores podiam reduzir sua tomada diária para 50% da quantidade média por dia. Durante os últimos leilões de 2007 e 2008, essa flexibilidade se tornou mais valiosa para as distribuidoras alemãs. O resultado foi que o preço do gás nos leilões excedeu os preços de carga de base equivalentes. Isso destaca que o gás flexível pode ser vendido com um prêmio significativo, dependendo das condições do mercado.
135. Em termos de sucesso geral do GRP alemão em estimular a concorrência no mercado de gás do país, um documento oficial conclui que os resultados foram limitados. Isso ocorreu porque os volumes eram muito pequenos para fazer muita diferença. Enquanto algum

¹⁰⁰ Lohmann, Heiko, "The German Path to Natural Gas Liberalisation: Is it a special case?", Oxford Institute for Energy Studies, 2006, p. 124.

comércio limitado se desenvolveu no sul da Alemanha como resultado do GRP, muito do gás foi exportado e vendido nos mercados com mais liquidez, da Bélgica, Holanda e Reino Unido. O documento conclui que o que realmente estimulou a concorrência no mercado de gás alemão - além dos programas de liberação do cliente discutidos na próxima seção – foi a criação de hubs de comércio de gás, passando para um sistema de 'entrada-saída' (entry-exit) de capacidade de gás, e o papel dos agentes dominantes no apoio ao comércio nesses mercados nascentes. O documento conclui que:

“a lição final deste episódio é que as condições estruturais apropriadas [para a capacidade de transporte de gás] e o comportamento de mercado dos principais players são muito mais importantes para o desenvolvimento do mercado do que os programas de Gas Release. A hipótese do ministério da economia de que um programa de Gas Release às de 200 TWh teria “um impacto perceptível na concorrência” ... era falsa”¹⁰¹

136. Em suma, algumas das principais lições do GRP alemão para o Brasil são::
- a. Um GRP não pode estimular a concorrência num mercado designado por alguns titulares, a menos que o GRP seja acompanhado de outras medidas, como reformas no acesso à rede de transporte de gás;
 - b. Se os preços mínimos de venda estiverem associados ao preço que os agentes dominantes pagam pelo gás, e não aos preços de mercado, volumes significativos de gás podem permanecer sem vender e o GRP provavelmente não atingirá seus objetivos. A imposição de preços de venda mínimos provavelmente aumentará os volumes de gás vendidos na GRP;
 - c. Os volumes de GRP precisam ser significativos como parte do mercado para que possam melhorar a concorrência de forma duradoura;
 - d. É fundamental que os participantes consigam ter capacidade de transporte de gás fora do ponto de entrega do GRP, para que possam vender os volumes comprados no GRP;
 - e. Os produtos GRP podem incluir flexibilidade, que pode ser valiosa.

¹⁰¹ Lohmann, Heiko, "The German Gas Market post 2005: Development of Real Competition", Oxford Institute for Energy Studies, dated 1 September 2009, p. 100.

b) Proibição de Contratos de Longo Prazo e Liberação do Cliente

137. No final dos anos 1990 e início dos anos 2000, o mercado de gás alemão consistia em importadores internacionais de gás que forneciam gás para empresas regionais de gás – equivalentes às empresas estaduais de fornecimento de gás no Brasil. As empresas regionais de gás, por sua vez, forneciam gás a centenas de pequenas empresas de distribuição de gás – as chamadas Stadtwerke – que forneciam gás a vilas e cidades. Normalmente, as empresas nesta cadeia de fornecimento de gás assinaram contratos de fornecimento de gás de longo prazo – portanto, com durações de 20 anos ou mais – que cobriam toda a demanda da empresa à jusante (downstream).
138. As empresas assinaram os contratos de fornecimento antes da liberalização do mercado de gás alemão. Mas mesmo no final da década de 1990 – portanto, antes do início da liberalização do mercado de gás alemão – os participantes do mercado e especialistas legais reconheceram que os contratos de longo prazo eram problemáticos para a concorrência.. Especificamente, eles impediram que os clientes mudassem de fornecedor, na verdade ‘eliminando’ a demanda. Os contratos de longo prazo significavam que seria muito difícil para a concorrência se desenvolver no mercado de gás alemão. Mesmo que um novo participante pudesse encontrar uma fonte de gás para vender no mercado alemão, seria muito difícil encontrar alguém para vender, porque os fornecedores de gás titulares haviam contratado a maior parte da demanda.
139. Especificamente, em 2004, a autoridade de concorrência alemã – o *Bundeskartellamt* – concluiu que mais de 75% de uma amostra de 750 contratos eram anticoncorrenciais e “equivalentes a um abuso de poder de mercado porque impediam a entrada de novos operadores no mercado.”¹⁰² A autoridade da concorrência também constatou que, dada a falta de concorrência em todo o país, o 'mercado relevante' é o mercado regional, conforme definido pela área de rede de cada empresa regional de gás, e que o fornecedor regional é sempre dominante porque tem uma participação de mercado de cerca de 100% no mercado relevante .
140. É importante ressaltar que a autoridade da concorrência considerou que os contratos de fornecimento são anticompetitivos se tiverem duração superior a:
- a. Dois anos e um volume que atende a mais de 80% da demanda total do cliente; ou
 - b. Quatro anos e um volume que atende a mais de 50% da demanda total do cliente.

¹⁰² Lohmann, Heiko, "The German Path to Natural Gas Liberalisation: Is it a special case?", Oxford Institute for Energy Studies, 2006, p. 96.

141. Uma série de contestações legais de fornecedores titulares seguiu-se a essa conclusão, com os fornecedores argumentando que uma "proibição" de contratos de longo prazo prejudicaria a segurança do fornecimento e que uma proibição restringiria inadequadamente a liberdade das partes de contratar gás como desejassem. Além disso, por volta de 2003, a Ruhrgas voluntariamente "se ofereceu" para liberar 20% dos volumes de contrato de longo prazo de seu cliente para que ele pudesse comprar esse volume de outro fornecedor – o chamado "programa de liberação do cliente. Entretanto, esta iniciativa foi um fracasso no que se refere à introdução de concorrência no mercado de gás alemão, porque, na prática, os 20% eram um volume residual variável, que poderia ser significativamente menor do que 20% em um inverno mais quente. Isso dificultou muito para um fornecedor concorrente contratar capacidade de rede para suprir os '20%' restantes da demanda. Como resultado, a Ruhrgas perdeu apenas 1,5% de seus volumes no ano de gás de 2003.¹⁰³
142. Em última análise, a autoridade da concorrência rejeitou amplamente esses argumentos e, em janeiro de 2006, emitiu uma proibição formal dos contratos de venda de longo prazo da E.ON Ruhrgas, o principal operador alemão e importador de gás na época. A autoridade exigiu que a E. ON Ruhrgas alterasse todos os seus 51 contratos com empresas distribuidoras a partir de 1 de outubro de 2006, e não fechasse novos contratos que violassem as restrições de duração e volumes. No fim das contas, a decisão aplicou-se a todas as empresas de fornecimento de gás na Alemanha e foi de fato o fim do modelo de contrato exclusivo de pré-liberalização de longo prazo.
143. Normalmente, pensamos em um programa de Gas Release como uma forma de tratar de questões relacionadas à obtenção de suprimento de gás para novos operadores. Mas o caso dos contratos alemães de longo prazo é interessante para o Brasil porque destaca que é igualmente importante poder competir para vender gás a clientes potenciais. Na realidade, as restrições nos volumes e na duração dos contratos de fornecimento forçaram os agentes dominantes alemães a desistir de clientes, permitindo que novos operadores ganhassem contratos de fornecimento e se estabelecessem no mercado. A decisão da autoridade de concorrência alemã equivalia a uma liberação da demanda de gás – 'liberação do cliente' – em vez de fornecimento de gás ou Gas Release. A proibição de contratos de longo prazo e de alto volume foi um dos principais passos para a liberalização bem-sucedida do mercado alemão de gás. Um documento oficial, descrevendo o desenvolvimento da concorrência gás-gás (gas-to-gas) no mercado alemão de gás, observa que:

Os novos operadores no mercado se tornaram muito mais bem-sucedidos [no mercado alemão de gás]. Além de melhorar o acesso à rede, um dos principais

¹⁰³ Lohmann, Heiko, "The German Path to Natural Gas Liberalisation: Is it a special case?", Oxford Institute for Energy Studies, 2006, p. 124.

motivos é a proibição de contratos de longo prazo no setor atacadista pelo Bundeskartellamt em 2006.¹⁰⁴

C. Hungria

144. Na Hungria, um GRP foi implementado como um 'remédio' para uma fusão entre a alemã E.ON Ruhrgas ("E.ON") e duas subsidiárias da húngara MOL, a saber, a MOL WMT, ativa no atacado, comércio e comercialização de gás; e MOL Storage, atuante no armazenamento de gás natural.¹⁰⁵ Para responder às preocupações da Comissão Europeia sobre o impacto da fusão na concorrência dos mercados de gás e eletricidade, a E.ON ofereceu um pacote de compromissos, incluindo um programa de Gas Release e a liberação para terceiros de metade do contrato entre a MOL WMT e o produtor nacional MOL E&P para fornecimento de gás doméstico. As duas medidas pretendiam libertar cerca de 16 bcm de gás, até 2 bcm por ano.¹⁰⁶
145. Este GRP e a liberação do contrato que o acompanha são relevantes para o Brasil, pois mostram que a falta de acesso a fontes de fornecimento por parte de fornecedores independentes não permitiria o desenvolvimento real da concorrência no mercado.

a) O Programa de Gas Release Proposto

146. Em 21 de dezembro de 2005, a Comissão Europeia aprovou a aquisição da MOL WMT e da MOL Storage pela E.ON Ruhrgas ("E.ON") sujeita a um pacote de compromissos que a E.ON apresentou a fim de remover as preocupações competitivas que a Comissão identificou na análise dos impactos da proposta de fusão na concorrência.¹⁰⁷
147. A MOL tinha controle quase exclusivo sobre os recursos e infraestruturas de gás na Hungria e era a titular dos mercados atacadistas de gás; enquanto a E. ON tinha uma forte posição de mercado no varejo de gás e eletricidade, pois controlava dois dos seis distribuidores regionais de gás e três dos seis distribuidores regionais de eletricidade. A fusão teria permitido à E.ON assumir o papel da MOL sobre os recursos de gás disponíveis e a Comissão

¹⁰⁴ Lohmann, Heiko, "The German Gas Market post 2005: Development of Real Competition", Oxford Institute for Energy Studies, dated 1 September 2009, p.2.

¹⁰⁵ Bartok, Csilla, Moonen, Sophie, Lahbab, Pierre, Paolicchi, Alessandro and De La Mano, Miguel, "A combination of gas release programmes and ownership unbundling as remedy to a problematic energy merger: E.ON/MOL", Competition Policy Newsletter, Number 1, Spring 2006, p. 73.

¹⁰⁶ Polemis, Michael, "How effective are remedies in merges cases? A European and national assessment", dated 2 January 2018, p. 20.

¹⁰⁷ MOL WMT and MOL Storage are two subsidiaries of Hungarian incumbent in oil and gas production MOL. MOL WMT is active in wholesale, retail and trading of gas, whereas MOL Storage is active in gas storage.

temia que a fusão levasse à exclusão de fornecedores nos mercados à jusante (downstream) de gás e eletricidade.¹⁰⁸

148. E. ON comprometeu-se a implementar um programa de Gas Release e a liberar uma parte da produção doméstica fornecida à MOL WMT pelo produtor nacional MOL E&P sob um contrato de longo prazo.
149. O programa de Gas Release previa que o gás fosse liberado por meio de leilões anuais de internet 'business-to-business' a serem realizados a cada ano a partir de 2006 e até 2013. No final de 2010, as partes poderiam pedir para reavaliar se o programa tinha que durar até 2013.¹⁰⁹
150. As principais características do programa de Gas Release às podem ser resumidos da seguinte forma:¹¹⁰
 - a. O volume de gás liberado em cada leilão anual foi de 1 bcm, dividido em vários lotes de diferentes tamanhos¹¹¹. Quantidades que não foram vendidas em determinado leilão foram oferecidas novamente nos 3 leilões seguintes (um terço da quantidade não vendida para cada leilão). Nenhum leilão de quantidades não vendidas era esperado após 2014. Os operadores interessados em participar do Gas Release fizeram ofertas para celebrar contratos de fornecimento de 2 anos com a E.On.¹¹²
 - b. O preço do lance inicial foi fixado para ser igual a 95% do custo médio ponderado do gás (WACOG - Weighted Average Cost of Gas) da mol WMT. O escritório húngaro de energia (Hungarian Energy Office - HEO) deveria verificar o cálculo.
 - c. A E.ON concedeu a mesma flexibilidade que os contratos de gás à montante (upstream) da MOL WMT, ou seja, uma flexibilidade anual de 85% (a obrigação take-or-pay) e uma flexibilidade diária de pelo menos 50% da quantidade contratada.
 - d. Além disso, a E.ON concedeu aos clientes da MOL WMT e E.ON, que participaram dos leilões ou compraram gás de atacadistas/comerciantes participantes do leilão, o direito de reduzir a sua obrigação de compra de gás da MOL WMT ou E.ON pelo valor de gás

¹⁰⁸ E.ON had in fact strong market positions in the retail supply of gas and electricity in Hungary, where it controlled two out of six gas regional distributors and three out of six electricity regional distributors. See Bartok, Csilla, Moonen, Sophie, Lahbab, Pierre, Paolicchi, Alessandro and De La Mano, Miguel, "A combination of gas release programmes and ownership unbundling as remedy to a problematic energy merger: E.ON/MOL", Competition Policy Newsletter, Number 1, Spring 2006, p.73.

¹⁰⁹ European Commission, Case No COMP/M.2696 E.ON/MOL, dated 21 December 2005, p. 156.

¹¹⁰ European Commission, Case No COMP/M.2696 E.ON/MOL, dated 21 December 2005, pp.156-157.

¹¹¹ The annual volume to be released was divided into 5 lots of 100 million cubic meters ("cm") each, 5 lots of 50 million cm each and 10 lots of 25 million cm each.

¹¹² European Commission, Memo/05/492, Mergers: Commission's conditional approval of E.ON's acquisition of MOL's gas business - frequently asked questions, Brussels, 21st December 2005.

que eles compraram do programa de Gas Release. Também concedeu acesso à capacidade de armazenamento em termos e condições regulamentados.

151. O primeiro leilão foi realizado em 2006 e não foi bem-sucedido, pois aparentemente apenas metade da quantidade de gás ofertado foi vendida porque o preço do leilão não era competitivo e nem todos os consumidores tinham liberdade para escolher seu fornecedor.¹¹³ Os resultados melhoraram no segundo leilão, onde foi vendido todo o gás leilado.

b) A Proposta de Liberação de Contrato

152. E. on comprometeu-se a ceder a terceiros metade do contrato entre a MOL WMT e a MOL E&P para o fornecimento de gás doméstico. A liberação desse gás entraria em vigor em 2007 e duraria toda a vigência do contrato (i.e., até 2016).¹¹⁴ A cessão do contrato de fornecimento ficou sujeita à HEO e à aprovação da Comissão.
153. A parcela do contrato a ser cedido foi estimada em um total de 7,6 -10 bcm. O volume a ser liberado no primeiro ano foi de 1,2 bcm. Se a E. ON não conseguisse encontrar um terceiro para transferir o contrato, o volume de gás a ser transferido em cada ano deveria ser adicionado aos volumes do programa de Gas Release daquele ano.

c) Conclusões sobre os programas de Gas Release e de contrato propostos

154. O pacote de compromissos oferecido no momento da fusão entre a E. ON e a MOL, e aceito pela Comissão Europeia para autorizar a fusão, incluía um programa de Gas Release e a liberação de uma parcela do contrato de fornecimento, a fim de fornecer ao mercado liquidez suficiente para criar concorrência.
155. Em comunicado sobre a fusão, a Comissão Europeia observa que:

Juntos, o programa de Gas Release e a liberação de contrato irão liberar quantidades de gás equivalentes a 15% do consumo total de gás na Hungria [...]. Essas soluções são particularmente apropriadas, pois a maioria das preocupações de concorrência, nesse caso, decorreu do controle quase

¹¹³ Polemis, Michael, "How effective are remedies in merges cases? A European and national assessment", dated 2 January 2018, p. 24.

¹¹⁴ European Commission, Case No COMP/M.2696 E.ON/MOL, dated 21 December 2005, p. 157.

exclusivo da MOL WMT sobre os recursos de gás nacionais e importados na Hungria.

A combinação de Gas Release e separação total de propriedade garantirá que os concorrentes da E.ON tenham acesso tanto à infraestrutura quanto ao fornecimento de gás em condições competitivas e não discriminatórias, estabelecendo assim o contexto de igualdade necessário para o desenvolvimento de uma concorrência justa e sem distorções.¹¹⁵

156. As evidências disponíveis da realização do programa, no entanto, mostram que a concorrência se desenvolveu lentamente e que em 2011 a E.ON ainda era o fornecedor dominante no mercado de gás.¹¹⁶

D. Polônia

157. Na Polónia, foi implementado um programa GRP para liberalizar o mercado. O GRP previa a liberação de uma parte crescente do volume de gás fornecido pelo agente dominante ao Mercado, e é relevante, uma vez que mostra que, se os fornecedores alternativos não puderem contratar o montante total de gás liberado, não é provável que a concorrência se desenvolva.
158. No início da década de 2010, a Polónia iniciou a liberalização do mercado de gás natural por meio da implementação de um programa de Gas Release, seguindo a experiência de outros estados membros da União Europeia.¹¹⁷
159. Em fevereiro de 2012, a PGNiG, agente dominante da Polónia na produção e importação de gás natural, com uma participação de mercado de cerca de 95%, apresentou uma proposta de projeto para a implementação de um programa de Gas Release, que previa:¹¹⁸
- a. A libertação de 9,4 bcm de gás natural por ano em parcelas trimestrais. O gás seria ofertado em 5 leilões, até 1,9 bcm para cada leilão para entrega em 2013, 2014 e 2015. As subsidiárias da PGNiG foram autorizadas a participar da licitação.

¹¹⁵ European Commission, Memo/05/492, Mergers: Commission's conditional approval of E.ON's acquisition of MOL's gas business - frequently asked questions, Brussels, 21st December 2005.

¹¹⁶ Andzsans-Balogh, Kornel, "The Road to Hungarian Energy Security", Journal of Energy Security, dated 15 March 2011.

¹¹⁷ See Polskie Górnictwo Naftowe I Gazownictwo ("PGNiG"), "Gas Release Programme, Draft for public consultation", dated February 2012, p.3.

¹¹⁸ Polskie Górnictwo Naftowe I Gazownictwo ("PGNiG"), "Gas Release Programme, Draft for public consultation", dated February 2012, p.6.

- b. Após o leilão, a bolsa de commodities deveria lançar um mercado secundário onde o gás do programa de Gas Release pudesse ser negociado, pois o gás liberado só poderia ser negociado no mercado organizado.
- c. O preço do gás liberado no primeiro leilão seria igual ao preço de compra no atacado, refletindo os custos gás importado pela PGNiG, custo da produção nacional, custos de armazenamento e taxas de transmissão¹¹⁹. Em cada leilão seguinte, o preço do gás deveria ser atualizado com base em uma indexação acordada pela PGNiG e pelo Presidente do Gabinete de Concorrência e Defesa do consumidor.¹²⁰ Pequenos importadores (ou seja, importadores com menos de 10% da capacidade de transporte na entrada) estavam isentos de tais obrigações.¹²¹
160. A proposta foi modificada por meio de uma emenda à Lei de energia, em julho de 2013, que aumentou a quantidade de gás liberado para 30% do gás fornecido ao Mercado, em 2013; para 40%, em 2014; e para 55%, em 2015. Também determinou que as empresas comercializadoras de gás vendessem no mercado organizado de gás Polonês pelo menos 55% do gás que eles injetaram na rede de transmissão de gás a partir de 2015.¹²²
161. A implementação do programa de Gas Release aumentou a liquidez no mercado de gás, mas falhou ao entregar todos os benefícios esperados, pois a maioria dos fornecedores ainda era abastecida pela PGNiG e suas afiliadas, sob contratos de longo prazo e obrigações impostas aos fornecedores, (por exemplo, volumes de gás em armazenamento e diversificação geográfica da oferta) implicaram em barreiras para novos operadores.¹²³ Tais barreiras resultaram na PGNiG, fornecendo ainda 73% do gás solicitado pelo mercado em 2019.¹²⁴

¹¹⁹ The cost components identified in the consultation document included also PGNiG's wholesale margin. However, in order to develop competition PGNiG proposed to apply a discount equal to its wholesale margin. This is equivalent to say that PGNiG's wholesale margin is not included in the calculation of the gas price.

¹²⁰ See European Commission, Poland Country Report (Energy), 2014, p.165 and Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo ("PGNiG"), "Gas Release Programme, Draft for public consultation", dated February 2012, pp. 6, 15-17.

¹²¹ United States Agency for International Development ("USAID"), "Development of Ukraine's Wholesale & Retail Gas Market: Gas Release Program", Energy Security Project, dated 15 March 2021, p. 36.

¹²² Clifford Chance, "The "Little Energy Three-Pack" is coming into force", Clifford Chance Briefing Note, dated September 2013.

¹²³ United States Agency for International Development ("USAID"), "Development of Ukraine's Wholesale & Retail Gas Market: Gas Release Program", Energy Security Project, dated 15 March 2021, p. 40-41.

¹²⁴ United States Agency for International Development ("USAID"), "Development of Ukraine's Wholesale & Retail Gas Market: Gas Release Program", Energy Security Project, dated 15 March 2021, p. 39.

E. Portugal

162. A fim de promover a concorrência no mercado de gás, Portugal previa liberar uma parcela do gás importado em contratos 'take-or-pay' através de leilões.¹²⁵ O programa previa três leilões (2009, 2010, 2011), cada leilão deveria liberar 300 milhões de cm de gás.¹²⁶ O programa não teve sucesso e o regulador cancelou dois dos três leilões, pois o mercado não mostrou interesse em comprar gás nas condições propostas após reduções no consumo de gás. Assim, um programa de Gas Release bem-sucedido deve levar em consideração o crescimento esperado do mercado.
163. Em 2008, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos ("ERSE"), aprovou os Termos e Condições do primeiro leilão, seguindo a proposta do Fornecedor do Sistema Nacional de Gás Natural (National Natural Gas System - SNGN), que foi realizado em 2009, para entrega no período de 1 de julho de 2009 a 30 de junho de 2010. Naquela época, ERSE confirmou que leilões idênticos teriam ocorrido nos dois anos seguintes (2010 e 2011) para permitir aos operadores do mercado melhorar o planejamento de suas operações.
164. O programa previa uma liberação de 300 milhões de cm por ano.¹²⁷ O leilão de 2009 alocou todo o gás, enquanto a ERSE tinha algumas dúvidas que o mesmo volume pudesse ser alocado no segundo leilão, de 2010, devido a uma redução significativa do consumo observada no mercado. Assim, no decurso do processo de definição dos termos e condições do segundo leilão, decidiu avaliar o interesse dos operadores do mercado em participar no leilão, solicitando aos operadores a apresentação de ofertas não vinculativas. Os resultados mostraram que não houve interesse do mercado em participar no leilão e a ERSE decidiu cancelá-lo.¹²⁸ O mesmo processo (apresentação de ofertas não vinculativas para testar o interesse do mercado) foi implementado para o terceiro leilão. Os resultados revelaram um preço de compra inferior ao preço do gás no contrato 'take-or-pay' e a ERSE decidiu não realizar o leilão.¹²⁹

¹²⁵ Entidade Reguladora Dos Serviços Energéticos ("ERSE"), "Relatório Anual para a Comissão Europeia, dated July 2009, p. 63.

¹²⁶ Entidade Reguladora Dos Serviços Energéticos ("ERSE"), "Despacho n.º 3454/2011, Diário da República, 2.ª série N.º 36, dated 21 February 2012, p. 67.

¹²⁷ Entidade Reguladora Dos Serviços Energéticos ("ERSE"), "Despacho n.º 3454/2011, Diário da República, 2.ª série N.º 36, dated 21 February 2012.

¹²⁸ Entidade Reguladora Dos Serviços Energéticos ("ERSE"), "Despacho n.º 3454/2011, Diário da República, 2.ª série N.º 36, dated 21 February 2012.

¹²⁹ Entidade Reguladora Dos Serviços Energéticos ("ERSE"), "Comunicado: Decisão da ERSE sobre realização de leilão de gás natural 2011-2012", dated 1 March 2011.

165. Em 2017, na sequência de uma consulta sobre o fornecimento de gás natural a consumidores industriais, a autoridade da concorrência portuguesa propôs implementar a liberação de gás natural no terminal de GNL de Sines em leilões anuais, a fim de aumentar o número de usuários do terminal e o número de operadores no mercado atacadista.¹³⁰ A autoridade da concorrência esclareceu que o desenho do leilão deveria ser de forma a garantir um preço igual ao preço de compra do gás no contrato 'take-or-pay' e que qualquer diferença positiva, entre o preço do leilão e o preço do gás nos contratos 'take-or-pay', deveria ser devolvida ao sistema, reduzindo a tarifa de uso do terminal.¹³¹
166. A autoridade da concorrência propôs leilões como mecanismo de alocação de gás, apesar do insucesso de leilões anteriores em liberar gás, e alegou que o desenho de novos leilões seria diferente, pois especificaria um ponto de entrega (o terminal de GNL de Sines) e que as condições de mercado eram diferentes das vigentes em 2010 e 2011 (quando os leilões de Gas Release foram cancelados) dado que o consumo de gás era superior e o número de fornecedores no mercado aumentou.¹³²

F. Espanha

167. A Espanha implementou um programa de Gas Release durante o período 2001-2003. O programa pretendia liberar 25% do gás natural importado da Argélia em contratos de longo prazo, a fim de fomentar a concorrência no fornecimento de gás a grandes clientes industriais.¹³³
168. O volume de gás a liberar pelo agente dominante de gás natural ascendeu a 1,4 bcm/ano, o equivalente a cerca de 9% do total de fornecimentos ao mercado espanhol. O programa durou três anos e o gás foi liberado por meio de leilões em que os licitantes pagavam um

¹³⁰ Autoridade da Concorrência, "Inquérito setorial ao fornecimento de gás natural a consumidores industriais", Relatório - Versão Não Condidencial, dated October 2017, pag. 66.

¹³¹ Autoridade da Concorrência, "Inquérito setorial ao fornecimento de gás natural a consumidores industriais", Relatório - Versão Não Condidencial, dated October 2017, pag. 67: "*O desenho do leilão deve assegurar um preço base equivalente ao preço de compra do contrato take-or-pay e os eventuais lucros que se venham a registar nesses leilões (diferença entre o preço do leilão e o preço base) devem reverter para o sistema e ser refletidos na redução das tarifas de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito*". "The auction design must ensure a base price equivalent to the purchase price of the take-or-pay contract and any profits made at these auctions (difference between the auction price and the base price) must revert to the system and be reflected in the reduction of the tariffs for Use of the Terminal for Reception, Storage and Regasification of Liquefied Natural Gas" (our translation).

¹³² Autoridade da Concorrência, "Relatório sobre o fornecimento de Gás Natural à Indústria em Portugal – Q&A", dated 2017, pag. 4.

¹³³ Ministerio de Economía, "Orden de 29 de junio de 2001 sobre aplicación del gas natural procedente del contrato de Argelia", dated 6 July 2001, Primero.

preço médio igual ao custo de compra do gás natural, o preço indexado do petróleo do gás, acrescido de uma taxa fixa de administração.¹³⁴

169. Para participar do processo de licitação, as empresas deveriam atender a requisitos específicos de elegibilidade, incluindo pertencer a grupos com participação de mercado inferior a 50%¹³⁵ e apresentar previsões de vendas e planos para garantir o fornecimento diversificado de gás após o término do programa, de modo a contribuir liberalizar o mercado de gás espanhol e estimular a concorrência ao longo do tempo.¹³⁶ Tais requisitos resultaram em uma barreira para a participação de pequenas empresas não espanholas no programa.¹³⁷ Depois de verificados os critérios de elegibilidade, catorze comerciantes de gás licenciados apresentaram propostas, das quais apenas nove foram pré-selecionadas e seis foram finalmente destinadas ao gás liberado..¹³⁸
170. O Gas Release espanhol resultou no programa ter um impacto modesto no desenvolvimento da concorrência, pois no final do período de liberação de gás, o gás liberado retornou ao agente dominante.¹³⁹
171. Além disso, a necessidade de apresentar planos para comprovar que o potencial fornecedor estava comprometido em contribuir para desenvolver a concorrência no mercado espanhol levou os operadores, que desejassem participar do Gas Release, a assinar contratos de importação de longo prazo, além de contratos com o titular do gás liberado, criando excesso de oferta no mercado.

G. Reino Unido

172. Entre 1992 e 1995, a Ofgas administrou um programa de Gas Release imposto à British Gas, como medida para aumentar a concorrência e baixar os preços no mercado de gás natural. O

¹³⁴ See European Federation of Energy Traders ("EFET"), "Implementation of Gas Release Programmes for European Gas Market Development", dated June 2003, p. 5.

¹³⁵ Ministerio de Economía, "Orden de 29 de junio de 2001 sobre aplicación del gas natural procedente del contrato de Argelia", dated 6 July 2001, Quinto.

¹³⁶ Chanton, Corinne, Gasmi, Farid, Guillerminet, Marie-Laure and Oviedo, Juan-Daniel, "Gas Release and Transport Capacity Investment as Instruments to Foster Competition in Gas Markets", dated November 2010, pag. 5.

¹³⁷ United States Agency for International Development ("USAID"), "Development of Ukraine's Wholesale & Retail Gas Market: Gas Release Program", Energy Security Project, dated 15 March 2021, p. 44.

¹³⁸ European Federation of Energy Traders ("EFET"), "Implementation of Gas Release Programmes for European Gas Market Development", dated June 2003, p. 6. Companies were BP, Iberdrola, Union Fenosa, Endesa, Hidrocarburo and Shell.

¹³⁹ Chanton, Corinne, Gasmi, Farid, Guillerminet, Marie-Laure and Oviedo, Juan-Daniel, "Gas Release and Transport Capacity Investment as Instruments to Foster Competition in Gas Markets", dated November 2010, p. 5.

objetivo do programa era permitir que os fornecedores alternativos tivessem acesso ao fornecimento de gás disponível para o país, liberando o gás dos contratos de longo prazo do agente dominante e reduzindo a participação de mercado de 60% da British Gas.¹⁴⁰

173. A British Gas comprometeu-se a liberar parcelas anuais de gás organizadas da seguinte forma: 500 milhões de therms¹⁴¹ (aproximadamente 1,4 bcm) em 1992/1993; 500 milhões de therms (mais 100 milhões de therms, ou cerca de 0,3 bcm, acordado em 1993); em 1993/1994; 500 milhões de therms em 1994/1995; 250 milhões de termos (0,7 bcm) em 1995/1996.¹⁴² As parcelas do gás liberado foram precificadas no WACOG, mais 0,25 pence / therm, refletindo o custo médio ponderado do gás mais uma taxa de atacado.
174. O programa de 1993 estava com excesso de inscrições. Os 32 licitantes que participaram do programa de 1992 foram autorizados a receber mais 500 milhões de therms e uma parcela separada de 100 milhões de therms foi reservada para novos participantes. 70 novos operadores apresentaram um pedido de participação na distribuição da parte reservada, o que resultou numa dotação de cerca de 1,43 milhões de therms; um volume considerado insuficiente para desenvolver efectivamente o fornecimento sustentável dos novos operadores. No final de Dezembro de 1993, a Ofgas e a British Gas acordaram em oferecer um total de 500 milhões de therms em 1994/1995..
175. Juntamente com a reorganização da British Gas em British Gas (supply and storage - fornecimento e armazenamento) e Transco (national transmission system - sistema de transmissão nacional) em 1994, a liberação do gás permitiu o surgimento de um suprimento independente de gás.¹⁴³

¹⁴⁰ Chanton, Corinne, Gasmi, Farid, Guillerminet, Marie-Laure and Oviedo, Juan-Daniel, "Gas Release and Transport Capacity Investment as Instruments to Foster Competition in Gas Markets", dated November 2010.

¹⁴¹ Therm stands for unit of heat, equivalent to 100,000 British thermal units or 1.055×10^8 joules (<https://www.lexico.com/definition/therm>).

¹⁴² See European Federation of Energy Traders ("EFET"), "Implementation of Gas Release Programmes for European Gas Market Development", dated June 2003, p. 5.

¹⁴³ Webber, Calliope, "The Evolution of the Gas Industry in the UK", pag. 201.

FIGURAS

FIGURA 3: DESENVOLVIMENTO DO MERCADO DE GÁS 2009-2021

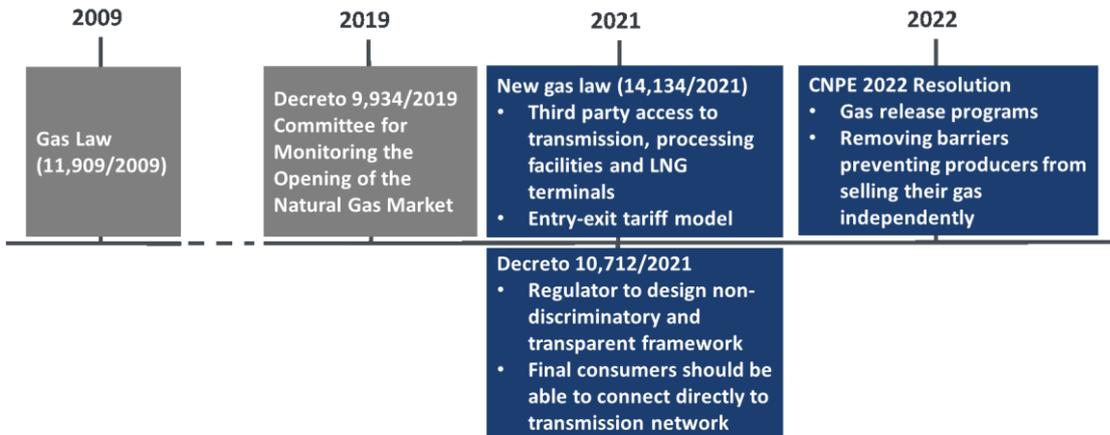


FIGURA 4: DESENVOLVIMENTO DO MERCADO DE GÁS 2009-2021

2009	2019	2021	CNPE 2022
Lei do Gás (11.909/2009)	Decreto 9.934/2019- Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural	Nova Lei do Gás - Acesso de terceiros à transmissão, instalações de processamento e terminais de GNL. - Modelo tarifário entrada-saída	- gas release programs - Eliminar as barreiras que impedem os produtores de vender o seu gás de forma independente

	Decreto 10.712/2021 - Regulador para projetar uma estrutura não discriminatória e transparente - Modelo tarifário entrada-saída	
--	--	--

FIGURE 5: PARTICIPAÇÃO DA PETROBRAS NA CADEIA DE GÁS NATURAL EM 2016

Natural gas chain	 PETROBRAS share
Exploration and production	 Total domestic production
Gathering	 Participates in all gathering pipelines
Processing and treatment	 Controls 99% of UPGN and LNG regasification terminals
Commercialization	 Total commercial supply
Transport	 Ships 97% of pipeline network and operates a 100% of the network
Distribution	 Ownership of LDCs, which distribute 52% of gas
Consumption	 Total available supply

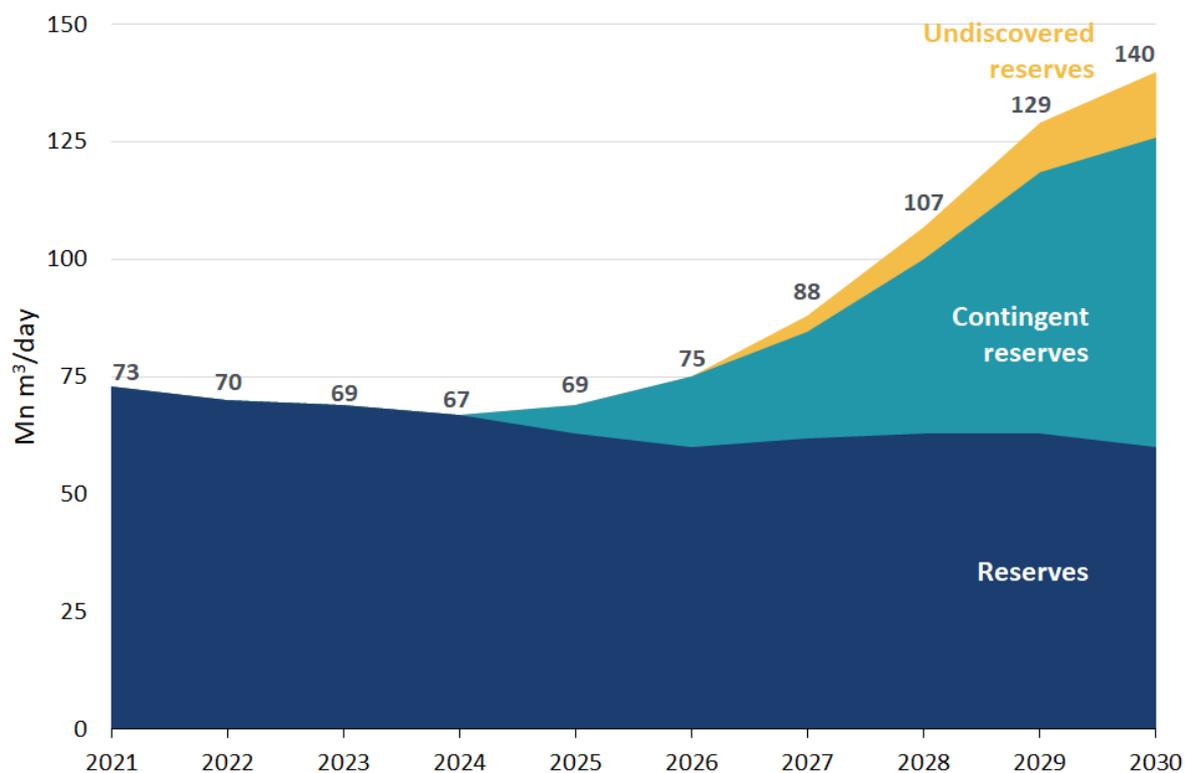
Fonte: Oxford Institute for Energy Studies ("OIES"), "Liberalization: the Key to Unlocking Natural Gas Potential in Brazil", dated 1 December 2021, Figure 7, p. 11.

FIGURE 6: PARTICIPAÇÃO DA PETROBRAS NA CADEIA DE GÁS NATURAL EM 2016

Cadeia de Gás Natural	Participação da Petrobrás	
Exploração e Produção	78%	Produção nacional total
Coleta	100%	Participação em todos gasodutos de coleta
Processamento e tratamento	99%	Controla 99% dos terminais de regaseificação de UPGN e GNL
Comercialização	95%	Fornecimento comercial total
Transport	97%	Fornece 97% da rede de dutos e opera 100% da rede
Distribuição	70%	Propriedade dos LDCs, que distribuem 52% do gás

Consumo	40%	Oferta total disponível
---------	-----	-------------------------

FIGURA 7: FORNECIMENTO PREVISTO DE GÁS NATURAL (MN M3/DIA)

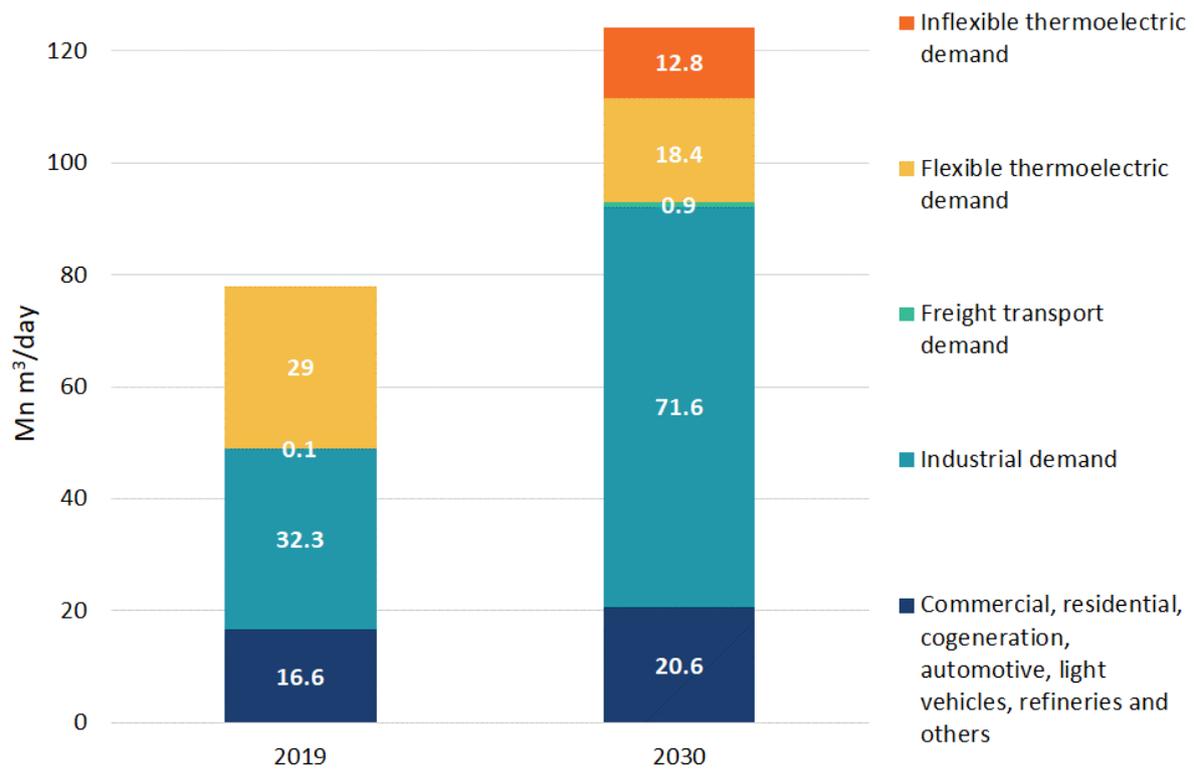


Source: Reproduced from Empresa de Pesquisa Energética ("EPE"), "2030 Plano decenal de expansão de energia", Ministério de Minas e Energia, dated 2021, Gráfico 5-4, p. 193.

Legendas:

- Undiscovered reserves - Reservas não descobertas
- Contingent Reserves - Reservas Contingentes
- Reserves - Reservas

FIGURA 4: DEMANDA PREVISTA DE GÁS NATURAL (MN M3/DIA)



Source: Reproduced from Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social ("BNDES"), "Gás para o desenvolvimento: Perspectivas de oferta e demanda no mercado de gás natural do Brasil", dated February 2021, Gráfico 12, p. 90.

Legendas

- Flexible Thermoelectric demand - Demanda termoelétrica flexível
- Freight transport demand - Demanda de transporte de carga
- Industrial demand - Demanda industrial
- Commercial, residential, cogeneration, automotive, light vehicles, refineries and others - Comercial, residencial, cogeração, automotivo, veículos leves, refinarias e outros