

OS DESAFIOS DO MERCADO DE GÁS NATURAL NO BRASIL COMO POTENCIAL INDUTOR DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E DA INTEGRAÇÃO SUL-AMERICANA

João Victor Marques Cardoso¹

Luiza Gomes Guitarrari²

Ana Beatriz Soares Aguiar³

Izabella Barbarini Baptista⁴

O gás natural possui um papel duplo na transição energética e na integração energética regional. Na América do Sul, é esperado maior destaque do mercado de gás, aproveitando-se dos 7,8 bilhões de metros cúbicos em reservas e relações bilaterais existentes para conectar mercados, embora o papel do gás na transição e na integração especificamente na região não se iguale ao restante do mundo. No Brasil, o mercado de gás testemunha mudanças a partir da Nova Lei do Gás, visando à transformação de um mercado verticalmente integrado para um mercado concorrencial, sendo aproveitados o crescimento na produção brasileira e a perspectiva de maior oferta disponível nos próximos anos. Nesse contexto, este artigo questiona o potencial papel do gás como indutor da transição energética e da integração na América do Sul, em especial a partir das mudanças em curso no mercado de gás brasileiro. O objetivo é explorar como o gás pode ser o indutor da transição energética e da integração sul-americana a partir da ótica brasileira. Os principais resultados elucidam que as condições de oferta e de demanda no mercado brasileiro de gás e as atualizações regulatórias para sua abertura não atribuem papel explícito desse energético na transição a uma economia de baixo carbono e não estão apoiadas na integração regional, porém, poderiam ser um facilitador desses processos.

Palavras-chave: América do Sul; Brasil; gás natural; integração regional; transição energética.

THE CHALLENGES OF THE NATURAL GAS MARKET IN BRAZIL AS A POTENTIAL INDUCER OF THE ENERGY TRANSITION AND SOUTH AMERICAN INTEGRATION

Natural gas has a dual role in the energy transition and regional energy integration. In South America, the gas market is expected to be more prominent, taking advantage of the 7.8 billion cubic meters in reserves and existing bilateral relations to connect markets, although the role of gas in the transition and integration specifically in the region is not equal to the rest of the world.

1. Mestre em ciência política pela Universidade Federal do Estado do Rio de Janeiro (Unirio); graduado em relações internacionais pela Universidade Federal Fluminense (UFF); e pesquisador do Centro de Estudos de Energia da Fundação Getulio Vargas (FGV Energia). Orcid: <http://orcid.org/0000-0001-5745-4757>. E-mail: joao.marques@fgv.br.

2. Graduada em defesa e gestão estratégica internacional pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ); e pesquisadora da FGV Energia no setor de Óleo & Gás e Biocombustíveis. Orcid: <https://orcid.org/0000-0002-4331-6705>. E-mail: luiza.guitarrari@fgv.br.

3. Graduada em engenharia química e mestra em ciência e engenharia ambiental pela Universidade Federal de Alfenas (Unifal); e doutoranda em bioenergia pela Universidade Estadual de Campinas (Unicamp). Orcid: <https://orcid.org/0000-0001-9615-1484>. E-mail: ana.aguiar@fgv.br.

4. Mestra em ciência política no Programa de Pós-Graduação de Ciência Política na Universidade de São Paulo (USP); e pesquisadora assistente do Research Centre for Gas Innovation (RCGI) no Instituto de Energia e Ambiente (IEE). Orcid: <https://orcid.org/0009-0007-9598-9470>. E-mail: izabella.baptista@fgv.br.

In Brazil, the gas market is witnessing changes following the New Gas Law, aiming to transform a vertically integrated market into a competitive market, taking advantage of the growth in Brazilian production and the prospect of greater supply available in the coming years. In this context, this article questions the potential role of gas as a driver of the energy transition and integration in South America, especially given the changes underway in the Brazilian gas market. The objective is to explore how gas can be a driver of the energy transition and South American integration from a Brazilian perspective. The main results elucidate that the supply and demand conditions in the Brazilian gas market and the regulatory updates for its opening do not attribute an explicit role to this energy source in the transition to a low-carbon economy and are not supported by regional integration, however, it could be a facilitator of these processes.

Keywords: South America; Brazil; natural gas; regional integration; energy transition.

LOS DESAFÍOS DEL MERCADO DEL GAS NATURAL EN BRASIL COMO POTENCIAL INDUCTOR DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y LA INTEGRACIÓN SUDAMERICANA

El gas natural tiene un doble papel en la transición energética y la integración energética regional. En América del Sur se espera que el mercado del gas tenga un mayor protagonismo, aprovechando los 7.800 millones de metros cúbicos de reservas y las relaciones bilaterales existentes para conectar mercados, aunque el papel del gas en la transición e integración específicamente en la región no es igual al resto del mundo. En Brasil, el mercado del gas está experimentando cambios a raíz de la Nueva Ley del Gas, con el objetivo de transformar un mercado verticalmente integrado en un mercado competitivo, aprovechando el crecimiento de la producción brasileña y la perspectiva de mayor oferta disponible en los próximos años. En este contexto, este artículo cuestiona el papel potencial del gas como motor de la transición y la integración energética en América del Sur, especialmente teniendo en cuenta los cambios que se están produciendo en el mercado brasileño del gas. El objetivo es explorar cómo el gas puede ser un motor de la transición energética y la integración sudamericana desde una perspectiva brasileña. Los principales resultados dilucidan que las condiciones de oferta y demanda en el mercado brasileño de gas y las actualizaciones regulatorias para su apertura no atribuyen un papel explícito a esta fuente de energía en la transición hacia una economía baja en carbono y no están respaldadas por la integración regional, sin embargo, podría ser un facilitador de estos procesos.

Palabras clave: América del Sur; Brasil; gas natural; integración regional; transición energética.

JEL: F59; Q40; R11.

DOI: <http://dx.doi.org/10.38116/rtm32art3>

Data de envio do artigo: 1/8/2023. Data de aceite: 20/12/2023.

1 INTRODUÇÃO

O gás natural é um energético em expansão no mercado mundial, tendo um papel duplo como indutor da integração regional e, recentemente, da transição energética. Em primeiro lugar, a integração de cadeias de valor por meio da infraestrutura associada ao gás oferece conexão física entre diferentes mercados, potencializando a integração econômica e político-regulatória dos países. Em segundo, a transição energética para uma economia de baixo carbono vislumbra o potencial

do gás como energético da transição, pois, além do fator emissões, que permite que o gás desloque fontes de maior emissão de gases de efeito estufa (GEE), como o carvão e derivados do petróleo, o fator tempo da transição sinaliza um papel estendido do gás, ao passo que novas tecnologias neutras em carbono e energéticos renováveis sejam inseridos. E, por fim, há o papel do gás natural em gerar a demanda futura por alternativas de baixo carbono com menor escala comercial atualmente, como o biogás/biometano e o hidrogênio verde.

Nos últimos anos, a América do Sul testemunhou a vulnerabilidade energética causada pelas secas em 2021 e o aumento dos preços do gás natural liquefeito (GNL) em 2022, os quais sinalizam a importância da integração por meio do desenvolvimento de *hub* de gás para amortecer os efeitos adversos do mercado internacional e promover o próprio desenvolvimento econômico e energético. Nesse sentido, a coexistência de moléculas de gás produzidas em diferentes países sul-americanos e transacionadas via gasodutos funcionaria como um mecanismo para integração dos mercados regionais e garantia de um energético confiável e acessível ao longo do processo de transição energética, especialmente aos setores de difícil descarbonização, como a indústria, que ainda não possuem prontidão tecnológica de soluções neutras em carbono (Gomes, 2022). A integração não excluiria, entretanto, os terminais de regaseificação de GNL, embora novos projetos possam ser afetados pelos preços e pela disponibilidade de *floating storage regasification units* (FSRUs).

No entanto, o desafio da integração entre Estados é ceder soberania e compartilhar políticas e estratégias em questões de interesse comum. Na América do Sul, esse aspecto se sobressai em virtude das dificuldades em alinhar e continuar iniciativas políticas entre mudanças de governos, de modo que a busca pela integração econômica tem sido o caminho mais efetivo para a permanência dos processos de integração, a exemplo dos blocos econômicos existentes, como o Mercado Comum do Sul (Mercosul). Ademais, o desafio comum da transição energética e a busca de cooperação entre os países para construir uma economia de baixo carbono podem contribuir como um eixo promissor para a integração.

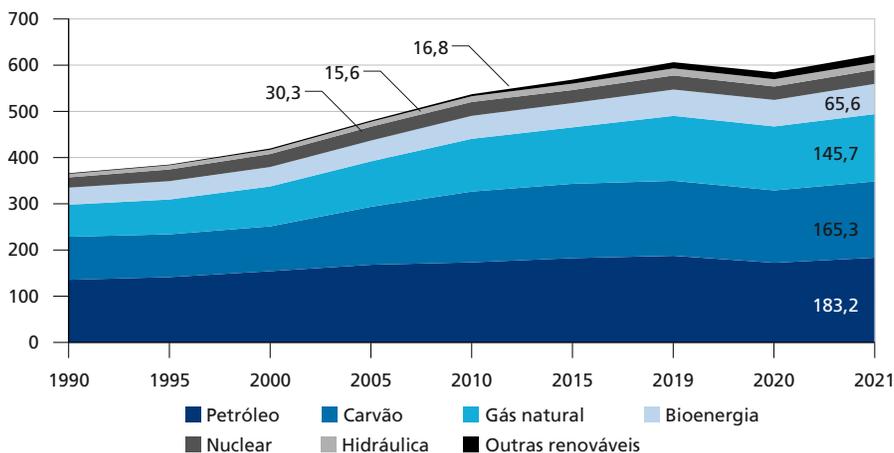
Nesses aspectos, não está explicitamente definido o papel do gás natural para a transição energética e a integração regional sul-americana a partir das realidades do mercado de gás brasileiro, em especial após a aprovação da Nova Lei do Gás e no contexto de abertura do mercado. O desenvolvimento setorial do mercado de gás sul-americano, entretanto, potencializa a integração econômica com o desenvolvimento de infraestrutura e de regulação a partir das lacunas de oferta e demanda existentes no mercado brasileiro e das oportunidades lançadas pela Nova Lei do Gás no Brasil.

Nesse contexto, este artigo questiona o potencial papel do gás como indutor da transição energética e da integração na América do Sul, em especial a partir das mudanças em curso no mercado de gás brasileiro. O objetivo é explorar como o gás pode ser o indutor da transição energética e da integração sul-americana a partir da ótica brasileira. Os principais resultados elucidam que as condições de oferta e demanda no mercado brasileiro de gás e as atualizações regulatórias para sua abertura não atribuem papel explícito desse energético na transição a uma economia de baixo carbono e não estão apoiadas na integração regional, porém, poderiam ser um facilitador desses processos. As seções seguintes exploram o papel do gás natural na transição energética e na integração energética regional, a qual se apoia na referência internacional da União Europeia (UE) e nos mecanismos de integração da América do Sul. Por fim, o texto explora as realidades do mercado de gás brasileiro, incluindo fundamentos de oferta e demanda e os desafios regulatórios.

2 O PAPEL DO GÁS NATURAL NA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

A matriz energética mundial é composta principalmente por fontes não renováveis, das quais o petróleo, o carvão e o gás natural participaram em torno de 80% ao longo dos últimos trinta anos (gráfico 1). Nesse período, a oferta de energia cresceu 70%, com destaque para o gás natural, que mais do que dobrou, seguido por carvão (77%) e petróleo (35%).

GRÁFICO 1
Matriz energética mundial
(Em exajoules)



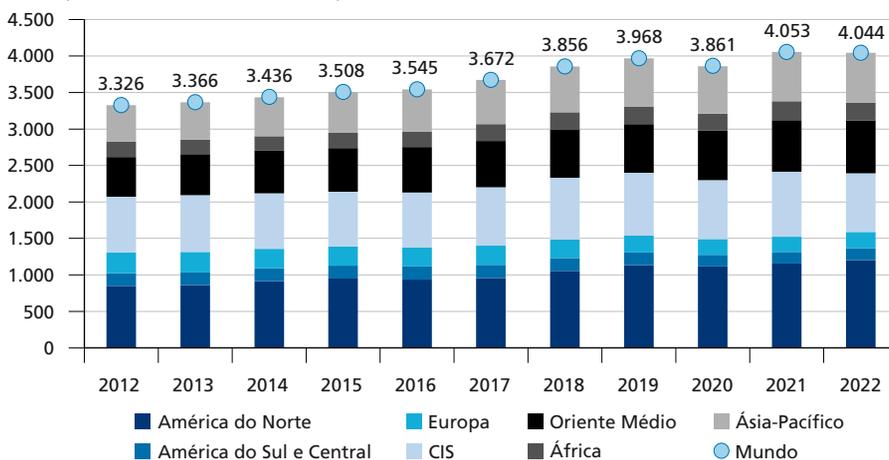
Fonte: World Energy Balances 2023 da International Energy Agency (IEA). Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-balances-highlights>.
Elaboração dos autores.

Em 2022, a produção mundial de gás natural atingiu a marca de 4.044 bilhões de metros cúbicos, volume quase 22% superior a 2012. Entre os maiores produtores, destacam-se a América do Norte, com 1.204 bilhões de metros cúbicos, seguida pela Comunidade de Estados Independentes (CIS), com 806 bilhões de metros cúbicos e pelo Oriente Médio, com 721 bilhões de metros cúbicos (gráfico 2). A América do Sul e a América Central tiveram uma participação marginal no mercado internacional.

GRÁFICO 2

Produção mundial de gás natural por região (2012-2022)

(Em bilhões de metros cúbicos)



Fonte: Energy Institute Statistical Review of World Energy, 2023. Disponível em: <https://www.energyinst.org/statistical-review>. Elaboração dos autores.

Apesar dessa produção relativamente pequena, a participação do gás na matriz energética dos países americanos não OCDE⁵ se aproxima da média mundial (gráfico 3), o que ressalta sua relevância para a segurança energética na América do Sul, embora a discussão sobre o futuro papel do gás na transição energética regional se distancie do resto do mundo. Isso porque a participação de fontes renováveis na região atinge um terço da matriz, enquanto na média mundial a participação é de apenas 15%; além disso, o carvão é mais importante para o resto do mundo do que na região, registrando taxas de consumo maior na Ásia e na Europa.

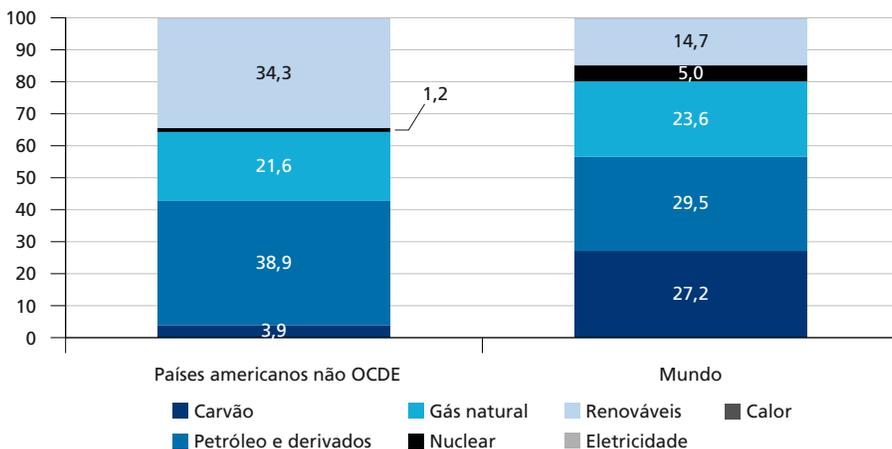
Muitos países no mundo sinalizam mais explicitamente o gás natural como um vetor energético de transição para uma economia de baixo carbono, pois apresenta propriedades de emissão de CO₂ por unidade de energia que o tornam um energético 44% e 27% menos emissor, respectivamente, em comparação ao

5. Exclui México e Chile, os únicos dois países latino-americanos que são membros da OCDE.

carvão e ao petróleo (Teixeira *et al.*, 2021). Dessa forma, questiona-se qual o papel do gás na transição para a América do Sul, uma vez que a substituição ao uso do carvão é menos abrangente e as renováveis já estão consolidadas na região.

GRÁFICO 3

Participação por fonte na matriz energética no mundo e países americanos não OCDE
(Em %)

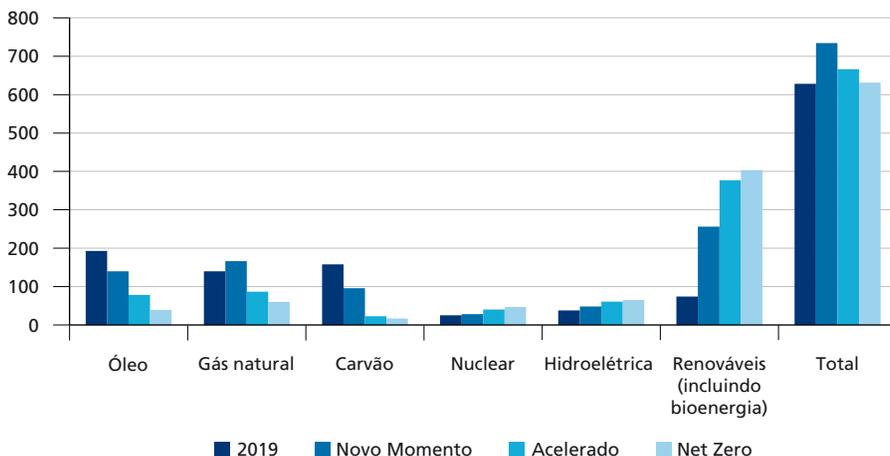


Fonte: World Energy Balances 2023 da IEA. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-balances-highlights>.
Elaboração dos autores.

Avaliando-se os cenários energéticos até 2050, o relatório World Energy Outlook 2023 da BP projetou: i) Novo Momento, de acordo com a trajetória atual de desenvolvimento; ii) Acelerado; e iii) Net Zero. Todos estão condicionados a aplicações de políticas climáticas mais robustas, sendo o Net Zero apoiado por maiores ganhos de eficiência energética e a adoção de mais alternativas de baixo carbono (gráfico 4). Nota-se que o gás natural apresenta maior resiliência entre os demais hidrocarbonetos para todos os cenários, apresentando variação positiva, entre 2019 e 2050, no Novo Momento, ao passo que carvão e petróleo diminuem no período analisado para os três cenários avaliados.

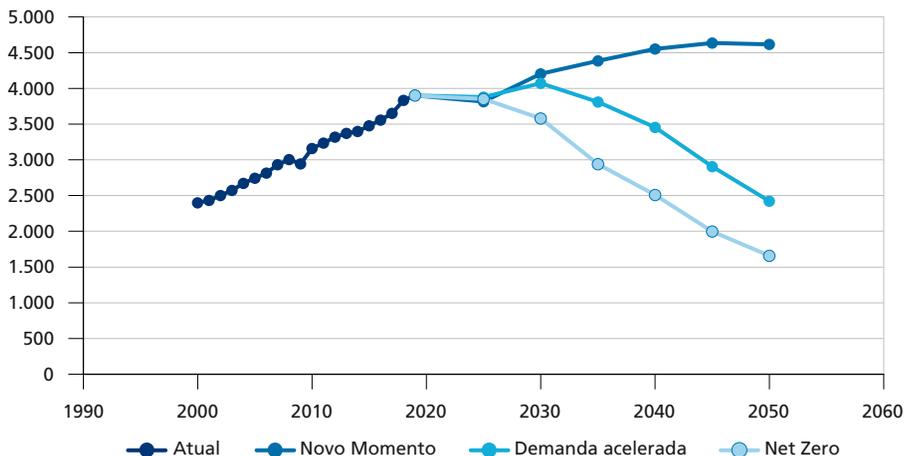
Considerando os mesmos cenários, as perspectivas para a demanda de gás natural (gráfico 5) dependem de duas tendências significativas, porém opostas: i) a demanda crescente de economias emergentes à medida que crescem e se industrializam; e ii) a mudança do gás natural para energias de baixo carbono liderada pelos países desenvolvidos. Dessa forma, o impacto de cada uma delas definirá o ritmo da transição energética no mundo, estando a América do Sul mais próxima da primeira tendência, com o uso do gás contribuindo para o crescimento econômico e para a industrialização.

GRÁFICO 4
Definição de cenários para a matriz energética mundial (2050)
 (Em exajoules)



Fonte: World Energy Balances 2023 da IEA. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-balances-highlights>.
 Elaboração dos autores.

GRÁFICO 5
Projeção de demanda mundial de gás natural em diferentes cenários
 (Em bilhões de metros cúbicos)



Fonte: BP (2023).
 Elaboração dos autores.

No cenário atual (Novo Momento) e no Acelerado, observa-se que, até 2030, a demanda de gás natural é crescente, impulsionada principalmente pela China e sua mudança contínua de consumo de carvão para gás, mas também por

outros países emergentes, como a Índia, que passa por um processo de industrialização. No cenário Net Zero, a demanda de gás é decrescente, visto que o consumo pelos países emergentes é mais do que compensado pelos países desenvolvidos, que buscam alternativas como eletrificação e renováveis. Já a partir de 2030, a demanda de gás diminui nos cenários Acelerado e Net Zero, resultado da diminuição do consumo na China e no Oriente Médio, impulsionado também pela transição para fontes renováveis. Em contrapartida, no Novo Momento, a demanda continua a crescer até 2050, impulsionada pelo uso crescente de gás natural nos países emergentes da Ásia e da África.

Assim, o uso do gás no mercado mundial sinaliza contribuição relevante como energético da transição, segundo o aspecto de emissões e de tempo da transição, em diferentes cenários, garantindo aos produtores e mercados consumidores a oportunidade de atravessar as mudanças no sistema energético com um recurso disponível e de menor emissão relativa, evitando-se rupturas na oferta de energia.

3 O PAPEL DO GÁS NATURAL NA INTEGRAÇÃO ENERGÉTICA REGIONAL

3.1 O mercado de gás e a integração da UE

Para a UE, o setor energético tem sido um importante segmento para o processo de unificação política do continente europeu desde o fim da Segunda Guerra Mundial (Hafner e Raimondi, 2020). Desse modo, seu mercado de gás natural foi sendo robustecido na medida em que o hidrocarboneto possuía uma capacidade para ser combinado com fontes renováveis para a segurança do sistema energético e a facilidade de distribuição entre seus Estados-membros, sob a possibilidade de uso de diferentes modais no seu escoamento.

Visando à soberania energética e à mitigação de volatilidades externas, capazes de afetar preço, consumo e rotas, a UE adentrou a década de 1990 como grande formuladora da mudança estrutural do seu mercado de gás. No âmbito *downstream*, o gás natural já representava certa naturalidade para integrar o mercado europeu devido aos gasodutos já existentes, como a interconexão criada entre a produção norueguesa e os mercados de consumo na Alemanha, e a França com Zeepipe e Europipe (Garaffa, 2016), além de grandes campos produtivos, como o Campo de Groningen, na Holanda, e Ekofisk, na Noruega.

À época, o recurso energético participava de mais de 40% da matriz de consumo energético da UE, sendo a principal fonte de energia para muitos países, inclusive aqueles que compunham o Grupo dos 20 (G20). Todavia, ainda em meados dos anos 1990, algumas lacunas nesse mercado exigiram da alta liderança da UE uma integração da fonte energética entre seus Estados-membros,

sobretudo aqueles que ascenderam posteriormente à queda da União Soviética (URSS), como os Estados Bálticos (Estônia, Letônia e Lituânia) e os demais países do Leste Europeu. Nesse período, a maioria dos Estados-membros europeus detinha mercados de gás monopolistas, o que contribuiu para um elevado nível de concentração de lucros em um grupo específico de empresas e favoreceu a verticalização nos segmentos de *upstream*, *midstream* e *downstream*. Principalmente nesse setor, a transmissão e a distribuição de gás eram os principais entraves para a consolidação do mercado interno europeu (Ellis, Bowitz e Roland, 2000).

Para tanto, enquanto muitos mercados regionais de gás e eletricidade ainda eram marcados pelo seu caráter monopolista, a UE foi uma das principais organizações internacionais a abrir, gradualmente, seu mercado para competição em todos os segmentos da cadeia, ao estabelecer uma política energética integrada, com regras comuns a todos seus Estados-membros. Nesse panorama, foi aprovada pelo Parlamento Europeu a primeira diretiva de gás do bloco (98/30/EC), que tinha por finalidade conferir fluidez ao escoamento de gás natural na Europa, garantindo a segurança no abastecimento ao mesmo tempo que estimulava a indústria regional. As metas seriam alcançadas por meio do estímulo à competitividade e à integração, que favorecia a interoperabilidade e a interligação da malha de gasodutos (EU, 1998). Com essa integração, a diretiva poderia iniciar um processo de abertura progressiva do mercado de gás à competição, ou seja, faseada em termos de volume consumido. Dessa forma, a Comunidade Europeia se comprometeu a uma abertura para consumidores livres com incidência sobre o consumo total anual de cada Estado-membro de 20% a partir de 1998, de 28% em 2003 e de 33% em 2008.

Diante disso, essa diretiva de gás foi o primeiro passo da UE em direção a uma maior coesão econômica do bloco, por meio de uma regulação a nível regional a partir de um mercado de gás interno, capaz de impulsionar a competitividade industrial na região e a desverticalização da cadeia, que promoveram a abertura do mercado pela entrada de novas empresas na rede de transportes e distribuição.⁶

Posteriormente, em 2003, o Parlamento Europeu revogou a diretiva (98/30/EC) e aprovou a segunda diretiva do gás (2003/55/EC), que estabeleceu mecanismos adicionais para o processo de construção do mercado interno europeu. A regulação estabeleceu que cada Estado-membro deveria estabelecer sua agenda própria para a desregulação do mercado de gás a nível nacional desde que atendesse ao prazo especificado. Nesse escopo, ao menos sete Estados-membros conseguiram ultrapassar o limite de suas metas e realizaram a abertura de seus

6. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos>.

mercados à competição, a saber: Alemanha, Áustria, Dinamarca, Espanha, Itália, Holanda e Reino Unido (Lecarpentier, 2006).

Por fim, em 2009, foi anunciada a terceira diretiva para gás ou, como ficou conhecida, Terceiro Pacote de Energia da UE, difundido como o pacote legislativo que introduziu uma série de reformas ao mercado de gás europeu e a criação de novos órgãos, como a European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG). Entre suas novas metas, a diretiva estipulou novos investimentos em infraestrutura energética, voltados para o mercado de gás e eletricidade, de maneira a impulsionar o comércio transfronteiriço. Nesse sentido, a ENTSOG é uma iniciativa-chave para a prossecução desses objetivos, apoiando a UE no que tange à competitividade do mercado de gás, à segurança do aprovisionamento dessa fonte e à sustentabilidade.

Além disso, o Terceiro Pacote de Energia propiciou a criação da Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia (Agency for the Cooperation of Energy Regulators – Acer) em 2011, que tinha por finalidade atuar como promotora da integração do mercado interno de energia europeia e dos princípios da segurança e soberania energética. A Acer atuava na supervisão de sistemas de transmissão elétrica e da malha de gasodutos europeus, além de promover a cooperação entre as autoridades reguladoras nacionais com a política de energia integrada da UE. Em suma, a Acer contribuiu para a criação de um mercado único de gás e eletricidade até 2014 (Āboltiņš e Akule, 2014).

Outro destaque na região foi a criação do Connecting Europe Facility, em 2011, conhecido como um fundo de financiamento europeu que visa investir em projetos de infraestrutura nos setores de transportes, energia e telecomunicações do bloco, a longo prazo. No setor energético, o fundo atua como facilitador dos objetivos de descarbonização da UE para 2030 e 2050. Desde 2013, o Connecting Europe Facility tem estimulado a extensão da Rede Transeuropeia de Energia, sendo considerado uma importante iniciativa para a modernização e a criação das infraestruturas energéticas interconectadas entre os mercados de consumo de cada Estado-membro, sobretudo os países mais isolados na malha. Prevista no fundo, a iniciativa da Rede Transeuropeia de Energia pretende conectar onze diferentes corredores multimodais de energia à rede europeia até 2030 e, posteriormente, em 2050, conectar a rede global europeia a todos os Estados-membros do bloco. Nesse sentido, a UE posiciona a modernização da infraestrutura como elemento-chave para acelerar suas metas de transição energética, como o estabelecimento de redes de gás inteligentes, que integram fontes de energia de baixo carbono à rede do gás, de modo a apoiar novas soluções sustentáveis e inovadoras por todo o continente europeu.

No âmbito das interconexões do setor energético, a UE também estabeleceu subgrupos para acompanhar o progresso de projetos de energia comuns a seus Estados-membros. Entre eles, podem ser citados o Baltic Energy Market Interconnection Plan (Bemip) e o Central and South Eastern Europe Energy Connectivity. O primeiro tem por objetivo integrar as redes de gás e eletricidade dos países bálticos à malha europeia, sobretudo projetos específicos voltados para infraestrutura, segurança do abastecimento de energia e energias de baixa emissão de carbono, como as renováveis. Desde então, o Bemip, em parceria com o fundo de investimentos europeu e o projeto da Rede Transeuropeia de Energia, contribuiu para a modernização da interconexão do gasoduto entre Estônia e Letônia, para a criação do Baltconnector, o terminal de GNL de Klaipėda, entre outros (EC, s.d.). Atualmente, ocorrem projetos de gás na região capazes de desenvolver um mercado regional, impulsionar a descarbonização dos sistemas de gás na região e impulsionar a eficiência energética dessa fonte energética até 2025.

Por sua vez, o Central and South Eastern Europe Energy Connectivity atua na integração dos mercados de gás e energia elétrica dos países que compõem a Europa Central e Sudeste, tendo sido criado em 2015. Além dos Estados-fundadores, posteriormente, oito países vizinhos à UE se juntaram à iniciativa, a saber: Ucrânia, República da Moldávia, Sérvia, República da Macedônia do Norte, Albânia, Bósnia e Herzegovina, Kosovo e Montenegro. Formou-se, assim, um mercado pan-europeu de gás e energia elétrica.

Em suma, a experiência europeia demonstra que a integração entre diferentes Estados sob um regime de paridade política pode contribuir para a abertura do mercado interno e torná-lo competitivo, além de definir em conjunto o papel do gás na transição energética.

3.2 O mercado de gás e a integração da América do Sul

A América do Sul possui recursos energéticos abundantes, capazes de suprir as demandas locais e com possibilidade de exportação para outras regiões do mundo. Contudo, existem alguns obstáculos na integração energética, devido, principalmente, à ineficácia nas interconexões e à inexistência de um sistema normativo comum entre os países, resultando em situações de incerteza e progressos graduais, mesmo diante dos acordos firmados entre as nações sul-americanas. Dessa forma, a busca pela sinergia no setor energético tem sido um desafio desde as primeiras tentativas de integração regional (Fuser e Abrão, 2020).

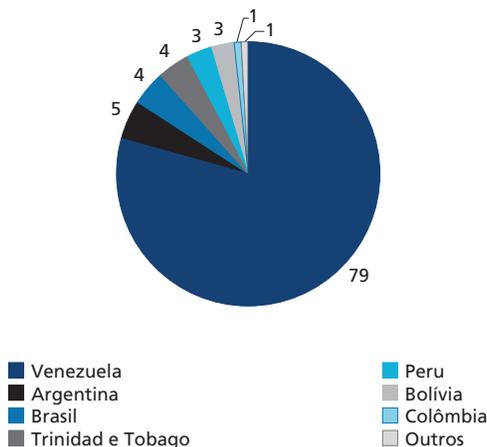
As reservas provadas de gás na América do Sul e na América Central são estimadas, segundo dados do Statistical Review of World Energy de 2023, em 7.897 bilhões de metros cúbicos, das quais 79% estão concentradas na Venezuela (6.260 bilhões de metros cúbicos), seguida por Argentina (386 bilhões de metros

cúbicos), Brasil (349 bilhões de metros cúbicos), Trinidad e Tobago (290 bilhões de metros cúbicos), Peru (261 bilhões de metros cúbicos), Bolívia (213 bilhões de metros cúbicos) e Colômbia (86 bilhões de metros cúbicos) (gráfico 6).

GRÁFICO 6

América do Sul e América Central: distribuição das reservas provadas de gás natural (2020)

(Em %)



Fonte: Energy Institute Statistical Review of World Energy, 2023. Disponível em: <https://www.energyinst.org/statistical-review>.
Elaboração dos autores.

Embora a Venezuela concentre quase 80% das reservas gasíferas, os principais produtores são a Argentina, na primeira colocação, com 42 bilhões de metros cúbicos produzidos em 2022, seguida por Venezuela (29 bilhões de metros cúbicos), Brasil (23 bilhões de metros cúbicos), Peru (14 bilhões de metros cúbicos) e Bolívia (13 bilhões de metros cúbicos). Nos últimos dez anos, destacam-se as perdas de produção principalmente na Venezuela, além da Bolívia, que está produzindo 35% a menos que a máxima de 2014 (gráfico 7).

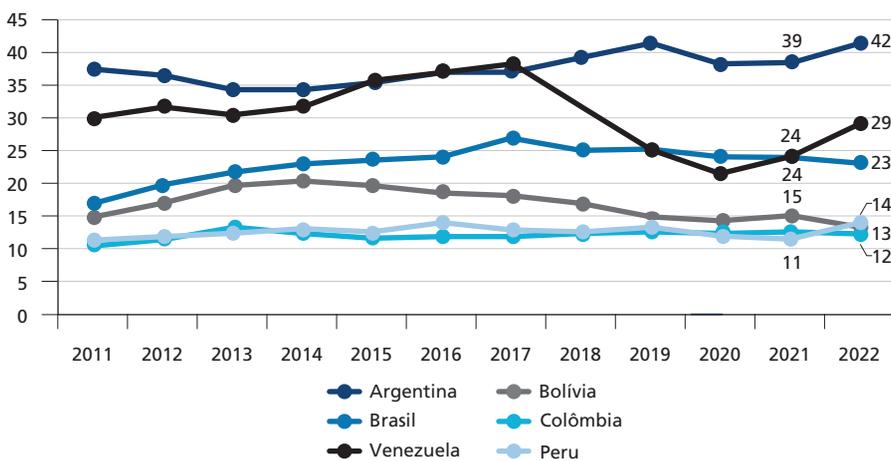
Venezuela e Bolívia possuem excedentes exportáveis de gás, contudo, a Venezuela enfrenta desafios devido a crises diplomáticas e político-econômicas, enquanto a Bolívia enfrenta um quadro de saturação decorrente da exploração das reservas, abrindo caminho para a importação de GNL de outras regiões.⁷

Na Argentina, a produção nacional de gás apresentou uma recuperação mais acelerada em 2022, somando 133 milhões de metros cúbicos por dia ou 7% a mais que no ano anterior (gráfico 8). O aumento da produção argentina ocorre em paralelo ao programa de incentivos Plan Gas.Ar, criado em novembro

7. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/acao-a-informacao/acoes-e-programas/agenda-regulatoria>.

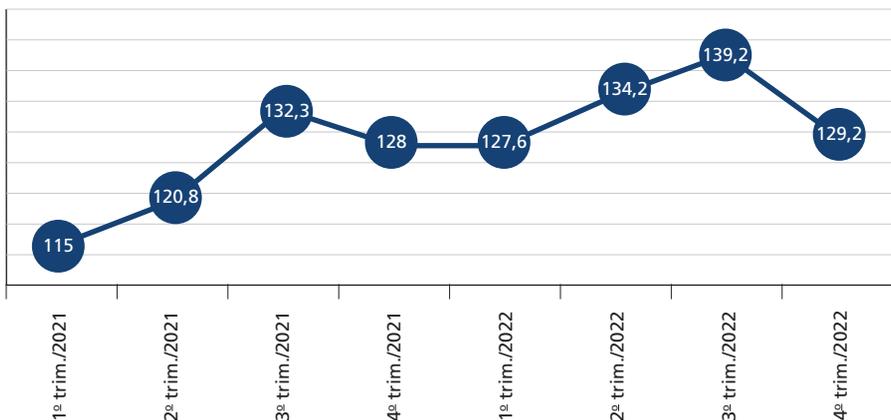
de 2020 com o objetivo de, até 2024, substituir as importações de gás do país, permitindo que, no período 2023-2028, seja alcançada uma economia total de US\$ 46,5 bilhões em divisas e subsídios (Plan Gas.Ar..., 2022).

GRÁFICO 7
América do Sul: produção de gás natural
(Em bilhões de metros cúbicos)



Fonte: Energy Institute Statistical Review of World Energy, 2023. Disponível em: <https://www.energyinst.org/statistical-review>
Elaboração dos autores.

GRÁFICO 8
Argentina: produção de gás natural
(Em milhões de metros cúbicos)

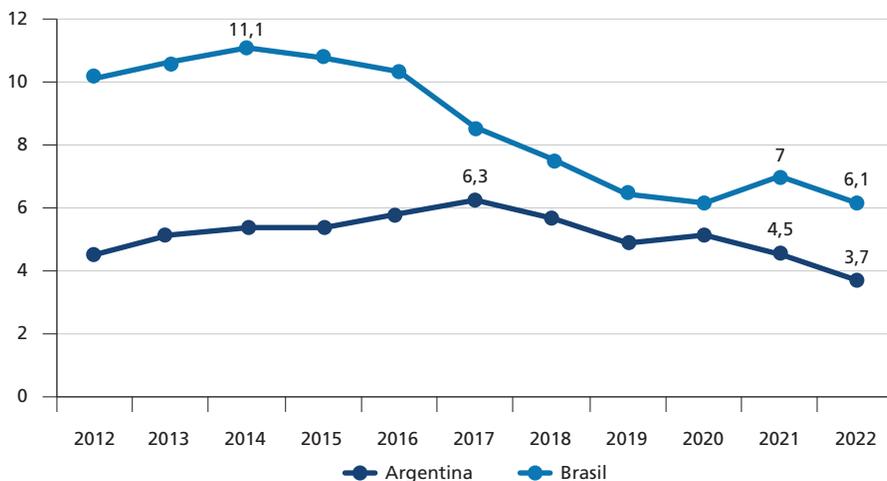


Fonte: Secretaría de Energía da Argentina, 2023.
Elaboração dos autores.

Considerando o pico sazonal da demanda no período que compreende o inverno do hemisfério sul, a Argentina ainda precisa adquirir GNL importado e gás da Bolívia. O contrato de 14 milhões de metros cúbicos por dia firmes por um valor mais baixo que o do GNL levou a companhia boliviana Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) a revisar o contrato com a Petrobras para assegurar a exportação para a Argentina e minimizar sua exposição a penalidades com a redução do envio de gás para o Brasil, que possui contrato de volume máximo de 20 milhões de metros cúbicos por dia. Em suma, mostra-se que a capacidade boliviana de exportação tem se restringido nos últimos anos para ambos os países (gráfico 9), levando a Wood Mackenzie estimar que até 2030 a produção do país caia 73%, de modo a tornar a Bolívia um importador de gás (Bolívia..., 2023).

GRÁFICO 9

Argentina e Brasil: importações de gás boliviano
(Em bilhões de metros cúbicos)



Fonte: Energy Institute Statistical Review of World Energy, 2023. Disponível em: <https://www.energyinst.org/statistical-review>.
Elaboração dos autores.

Nesse cenário, a YPF busca retomar campanhas exploratórias para repor suas reservas, mirando a diversificação de clientes em virtude da entrada de novos *players* no mercado de gás no Brasil e a reconfiguração desse mercado no Cone Sul, já que a Argentina se tornará autossuficiente com o gás não convencional de Vaca Muerta. Assim, o país terá oportunidade de ampliar exportação para o Chile, que busca no gás uma alternativa às termelétricas a carvão para descarbonizar a matriz elétrica e iniciar envios para o Brasil (Ramalho, 2022b).

Em encontro bilateral dos governos da Argentina e do Brasil, em janeiro de 2023, foram acordadas as diretrizes de um plano de ação para estreitar a cooperação em áreas estratégicas, com destaque para investimento em infraestrutura de transporte a fim de exportar excedente de gás argentino para o Brasil e para a promoção de um mercado de energia com o intercâmbio de gás natural, GLP e energia elétrica. A cooperação energética realizada com o Brasil visa estabelecer preços competitivos, além de buscar financiamento para o gasoduto Néstor Kirchner. Com o desenvolvimento de Vaca Muerta, a Argentina caminha para a autossuficiência, afetando a oferta de gás boliviano para o Brasil.

Na infraestrutura dutoviária, o gasoduto que conecta o campo de Vaca Muerta a Buenos Aires está saturado, portanto, o novo gasoduto Néstor Kirchner teve sua primeira fase licitada com conclusão prevista para junho de 2023, enquanto a segunda fase, que conectará Vaca Muerta à província de Santa Fé, avalia-se financiamento de US\$ 689 milhões do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e US\$ 540 milhões do Banco de Desenvolvimento da Argentina (Aldaya, 2022), embora as conversas entre os Ministério de Minas e Energia do Brasil e a Secretaría de Energía da Argentina ainda avaliem as oportunidades oferecidas em termos de envio de insumos para a construção do gasoduto e de projeção da demanda e investimentos brasileiros em infraestrutura gasífera (Argentina..., 2023).

Todavia, há incertezas sobre a cooperação Brasil-Argentina, especialmente no setor de gás, pois o governo argentino ainda avalia alternativas para exportar gás para o Brasil via GNL (Ramalho, 2023b). A expansão do comércio global GNL tende a desencorajar a construção de gasodutos na América do Sul devido aos custos mais elevados em comparação com a liquefação.⁸ Além disso, as transformações globais também têm afetado a integração energética sul-americana, a exemplo da crescente influência da China na América Latina por meio da Iniciativa do Cinturão e Rota (Belt and Road Initiative – BRI), uma estratégia de desenvolvimento de infraestrutura adotada pelo governo chinês com impactos no comércio intrarregional. O direcionamento dos investimentos da China para nações sul-americanas está associado, principalmente, aos recursos energéticos, perdendo o Brasil o papel de potencial catalisador na integração energética.

Para que a transferência de recursos energéticos entre países latino-americanos seja efetiva, é necessária a implementação de políticas energéticas orientadas regionalmente, para além das relações bilaterais que concretizaram projetos relevantes na infraestrutura de gasodutos e dos organismos regionais atualmente pulverizados e pouco coordenados.

8. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/aceso-a-informacao/acoes-e-programas/agenda-regulatoria>.

A América do Sul apresenta uma rede de gasodutos interligando as necessidades econômicas específicas de um ou mais países na região, sobretudo Argentina e Bolívia. Destacam-se, principalmente, o Gasoduto Brasil-Bolívia (Gasbol) e o Argentina-Chile, além de Argentina-Uruguai, Argentina-Bolívia e Bolívia-Paraguai.

O Gasbol, com extensão total de 3.150 km, atua no fornecimento de gás natural para as regiões Centro-Oeste, Sudeste e Sul do Brasil. Em 1992, a construção do Gasbol representou avanço na integração energética regional, consolidado pelo Acordo de Alcance Parcial para o Fornecimento de Gás Natural (PSA) em 1993. Esse acordo entre Brasil e Bolívia assegura a liberdade de exportação e importação de gás, com responsabilidades financeiras atribuídas às operadoras Petrobras e YPFB (Fiesp, 2013).

Argentina e Chile têm vários gasodutos que atravessam seus territórios. O Bandurria Pipeline, em operação desde 1996, foi o primeiro gasoduto construído entre os dois países para transportar gás e expandir a planta de metanol no Chile. Os gasodutos GasAndes, GasAtacama, Norandino e Pacífico foram estabelecidos nos anos seguintes. A regulamentação entre Argentina e Chile permite livre acesso e trânsito, proibindo medidas restritivas ao gás, inclusive para países terceiros. A definição de termos de compra e venda, preço e capacidade fica a cargo das empresas envolvidas nas negociações diretas. O princípio da não discriminação, reforçado após 1995, é notável, e o mecanismo de solução de controvérsias envolve comunicações e, se necessário, arbitragem (ANP, 2007).

As iniciativas que permitiram essa integração se baseiam em acordos bilaterais, mas os organismos regionais de integração (quadro 1) existentes poderiam desempenhar papel mais relevante no planejamento energético conjunto. Atualmente, as iniciativas regionais apresentam interesse quanto ao setor energético, mas a pulverização da agenda em diferentes iniciativas inibe uma estratégia compartilhada para a integração.

QUADRO 1

Iniciativas de integração no setor energético entre os países da América Latina

Iniciativas de integração	Principais objetivos
União das Nações Sul-Americanas (Unasul)	A Unasul, criada em 2008, buscou impulsionar a integração regional em diversas áreas, incluindo energia, saúde, educação e meio ambiente. A estratégia energética enfatiza a integração como meio de promover a segurança energética entre os Estados-membros. Baseada em princípios como cooperação, solidariedade e respeito à soberania, a Unasul busca a complementaridade energética para reduzir assimetrias na região. O Conselho Sul-Americano de Energia, institucionalizado em 2008, é crucial para iniciativas de integração energética. A Unasul também estabeleceu o Conselho de Infraestrutura e Planejamento (Cosiplan) para infraestrutura e planejamento. A cúpula de 2007 destacou a necessidade de uma estratégia energética sul-americana e um Tratado Energético Sul-Americano (TES).

(Continua)

(Continuação)

Iniciativas de integração	Principais objetivos
Associação Regional de Petróleo, Gás Natural e Empresas do Setor de Biocombustíveis na América Latina e no Caribe (Arpel)	A Arpel, fundada em 1965, é uma entidade sem fins lucrativos que reúne empresas e instituições do setor de óleo, gás e biocombustíveis na região. Suas áreas de atuação incluem o desenvolvimento industrial, a promoção de diálogo, a harmonização de políticas setoriais, a formulação de regulamentos para integração regional e o estímulo às energias renováveis. A Arpel também busca a excelência operacional, colaborando na formação técnica e otimizando o desempenho social e ambiental.
Conselho Sul-Americano de Energia	O conselho consolidou diretrizes essenciais, como a Estratégia Energética Sul-Americana, o Plano de Ação para Integração Energética Regional e a estrutura do TES. As diretrizes visam garantir a segurança energética, a promover o comércio regional, a fortalecer infraestruturas, a incentivar a complementaridade entre empresas de hidrocarbonetos e a fomentar o desenvolvimento de energias sustentáveis. O plano de ação de 2010 se concentra em metas específicas para o gás natural, assegurando disponibilidade, desenvolvendo estruturas regionais, implementando mecanismos de troca e promovendo o processamento industrial.
Comunidade Andina de Nações (CAN)	A CAN, estabelecida pelo Acordo de Cartagena em 1969, tem como foco principal a integração energética, promovendo alinhamentos estratégicos como a troca de informações em hidrocarbonetos, minerais e hidrelétricas. A Agenda Estratégica Andina (AEA) busca fortalecer instituições para eletricidade e gás natural, garantir segurança energética e sustentabilidade ambiental e estimular energias renováveis.
Mercosul – atividades do Subgrupo de Trabalho sobre energia (SGT nº 9)	O plano de ação do Mercosul para o ano 2000, reconhecendo a importância do setor energético, estabeleceu metas como a harmonização ambiental e a promoção de energias renováveis. O Memorando de entendimento sobre trocas de gás e integração de gás foi aprovado para impulsionar o comércio de gás, visando aumentar a competitividade, a garantir preços justos, a autorizar gasodutos, a proteger direitos dos usuários contra práticas anticompetitivas e a garantir livre acesso a informações relevantes sobre sistemas de gás.
Acordo Urupabol	O Acordo Urupabol, inicialmente visando à integração regional entre Uruguai, Paraguai e Bolívia, expandiu-se em 2006 para incluir cooperação energética. Estabelecendo o Comitê Técnico Trinacional de Cooperação e Integração Energética Urupabol em 2008, o acordo se concentra no comércio de gás natural. Busca criar infraestrutura para fornecimento direto de gás boliviano a Bolívia, Paraguai e Uruguai, reduzindo a dependência paraguaia das exportações argentinas. O projeto prevê transporte diário de 109 toneladas de gás pela hidrovía Paraguai-Paraná para o Paraguai e para Montevideú.

Fonte: Fiesp (2013).
Elaboração dos autores.

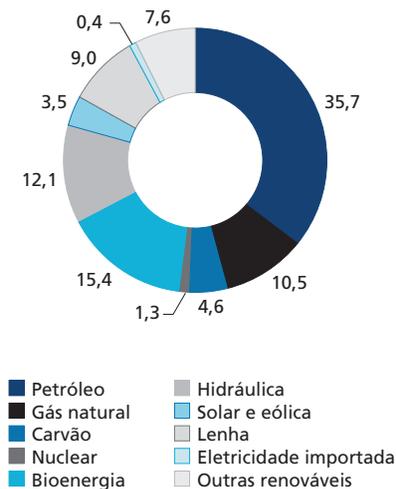
Nas economias latino-americanas, em geral, Bull (2005) aponta o surgimento, desde a década de 1990, de formas transnacionais de regulação que se relacionam com o Estado regulador a nível nacional. Os mecanismos de tecnologia regulatória se apresentam por redes e regimes não padronizados, destacando-se quatro modelos regulatórios. Primeiro, a regulamentação nacional coletiva visa à coordenação gradual de políticas nacionais, como o Mercosul, e dissemina propostas de legislação para os seus membros, embora o processo de transferência da regulação regional para a esfera nacional não tenha ocorrido. Segundo, a aplicação transnacional da regulamentação nacional, o desenvolvimento mínimo de um corpo institucional regional e os membros do bloco seguem princípios regulatórios técnicos e estão submetidos a um sistema de resolução de conflitos, sendo expoente o Acordo de Livre Comércio da América do Norte (North American Free Trade Agreement – Nafta). Terceiro, redes regulatórias transnacionais, em que regimes regulatórios são construídos a partir de normas e regras globais e na

interligação dos agentes e das políticas a nível global, com troca de conhecimento e experiência por meio de instâncias superiores. No entanto, na América Latina, a formação dessas redes não ocorre por meio de um órgão institucional comum. Quarto, a regulação responsiva transnacional diz respeito ao funcionamento do Estado regulador, que depende da promoção de normas entre os entes regulados, de modo que as regras sejam cumpridas de maneira voluntária. Esse conjunto de interações ocorre em níveis institucionais distintos (nacional e regional), mas, na América Latina, esse processo de participação de agentes tem sido promovido pelas comunidades, sem grande participação dos agentes privados e consumidores.

3.3 O papel do gás natural para o mercado brasileiro

A matriz energética brasileira (gráfico 10) é destoante da matriz energética global, que depende 80% dos recursos fósseis. No Brasil, a energia renovável participa 48% da matriz, o que a coloca na posição em que muitos países ambicionam estar até 2030, como é o caso da eu, expresso pelo RePowerEU. Nesse sentido, questiona-se a importância do gás para o mercado brasileiro, considerando a renovabilidade da matriz e o risco de apoiar uma rota contrária à ampliação desse perfil energético renovável.

GRÁFICO 10
Matriz energética nacional (2022)
(Em %)



Fonte: Balanço Energético Nacional 2023 da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2023>.
Elaboração dos autores.

Apesar do predomínio de renováveis, esse olhar sobre a matriz brasileira corre o risco de ofuscar realidades setoriais e regionais que ainda dependem de fontes intensivas em carbono ou são energeticamente reprimidas pela falta de acesso, o que justificaria o papel do gás na transição energética brasileira. No Brasil, a produção de gás natural é predominantemente associada à produção de petróleo, mas o crescimento da oferta de petróleo, impulsionada pela descoberta do pré-sal, não proporcionou na mesma medida oferta nacional de gás, tampouco volumes exportáveis. Assim, o Brasil permanece sendo um importador de gás da Bolívia, e a tendência é manter essa relação no futuro, incluindo potenciais novos supridores sul-americanos, como a Argentina, além do GNL de outros supridores no mercado mundial, justificando o potencial do gás como indutor da integração regional.

A formulação de políticas públicas voltadas para inserção do gás na matriz energética do país tem focado no potencial de desenvolvimento da oferta disponível ao mercado a partir da produção nacional *onshore* e *offshore*, que requer a correção de gargalos em infraestrutura, de desafios regulatórios e, principalmente, da assimetria de informação entre produtores e consumidores, que impedem o desenvolvimento desse mercado. No entanto, no esteio desse desenvolvimento, a aprovação da Nova Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021) se insere em um contexto de mudanças de um mercado verticalmente integrado para um mercado concorrencial, que inclui não apenas a produção nacional, mas também a importação.

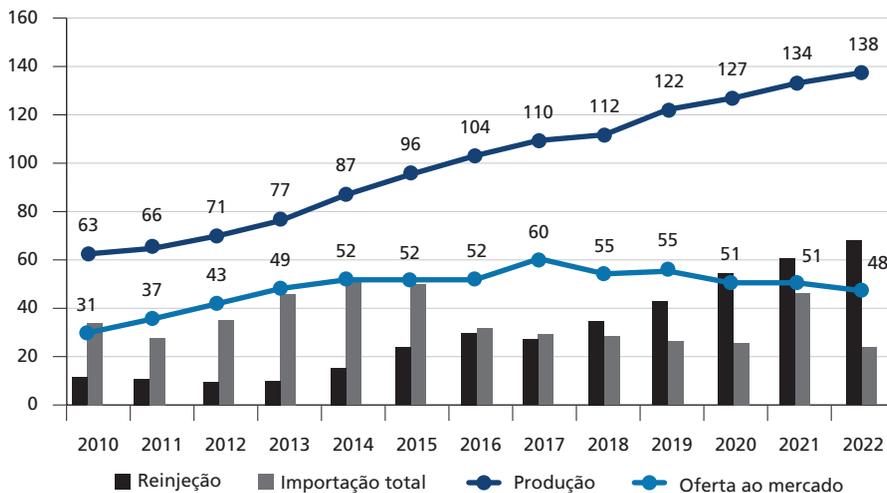
3.4 Oferta de gás natural no Brasil

A produção do gás cresceu 94% nos últimos dez anos (gráfico 11), atingindo em média 138 milhões de metros cúbicos por dia em 2022. Todavia, o crescimento da produção de gás nacional não ocasionou um crescimento similar na oferta de gás ao mercado nacional, tampouco a eliminação das importações.

Para os próximos dez anos, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) aponta uma elevação de 82% na oferta potencial nacional. Para oferta potencial importada, incluindo a malha integrada e os sistemas isolados, o acréscimo é de 72% no decorrer do decênio (gráfico 12). No entanto, a garantia do crescimento na produção de gás natural requer investimentos em infraestrutura, sobre a qual a EPE adota como premissa a construção de terminais de GNL, Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) e a expansão ou construção de gasodutos de transporte e escoamento.

GRÁFICO 11

Balço da produção de gás natural no cenário nacional (Em milhões de metros cúbicos por dia)

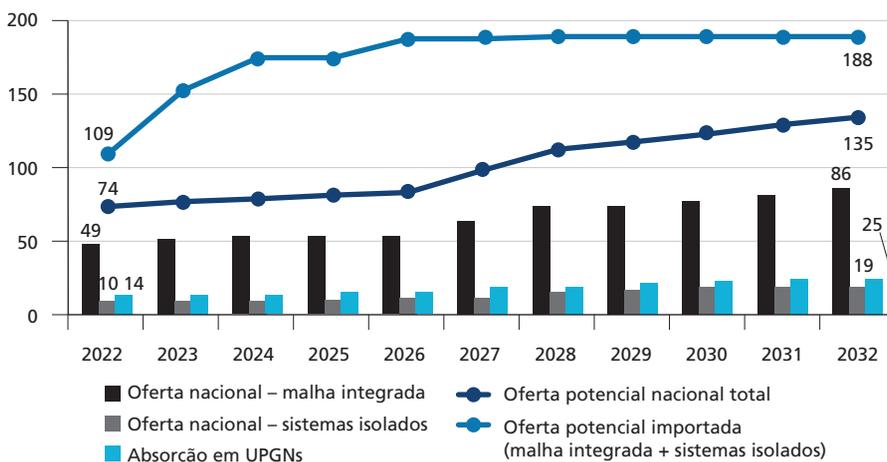


Fonte: Dados estatísticos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos>.

Elaboração dos autores.

GRÁFICO 12

Projeção para oferta potencial de gás natural (2022-2032) (Em milhões de metros cúbicos por dia)



Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia 2032 da EPE. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2032>.

Elaboração dos autores.

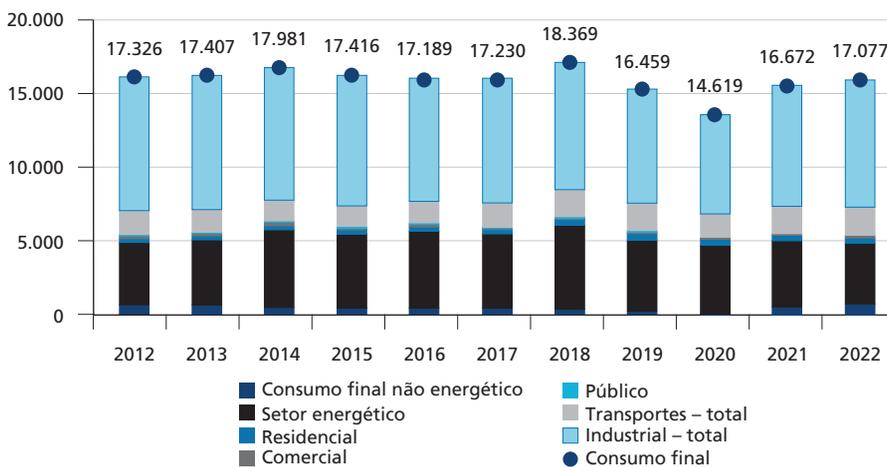
Atualmente, os fatores limitantes para que o gás chegue ao consumidor final e previna as altas taxas de reinjeção em reservatórios – realizadas por questões técnicas e econômicas relacionadas aos projetos – incluem falta de infraestrutura de gasodutos de escoamento, transporte e distribuição que limitam o desenvolvimento da indústria gasífera, além dos aspectos regulatórios de um mercado historicamente verticalizado e integrado por um único agente.

A abertura do mercado de gás, nesse sentido, visa proporcionar a entrada de empresas produtoras, o compartilhamento de instalações de escoamento e o processamento de gás a terceiros, novos modelos de contratação de entrada e de saída em gasodutos e a vedação de sociedade de um agente em diferentes elos da cadeia, assim como investimentos para a ampliação da infraestrutura de terminais de GNL.

3.5 Demanda de gás natural no Brasil

De acordo com o Balanço Energético Nacional 2023, a demanda por gás natural no país foi de aproximadamente 17.077 mil toneladas de petróleo equivalente em 2022 (gráfico 13). O setor industrial é um dos principais consumidores do energético, enquanto a demanda do setor energético apresenta maior variabilidade em função do regime hidrológico e da demanda flexível pela geração termelétrica. Assim, o gás natural tem maior potencial de consumo junto à indústria, podendo ser utilizado como insumo para geração de energia térmica e/ou matéria-prima.

GRÁFICO 13
Consumo de gás natural no Brasil por setor
(Em mil toneladas equivalentes de petróleo)



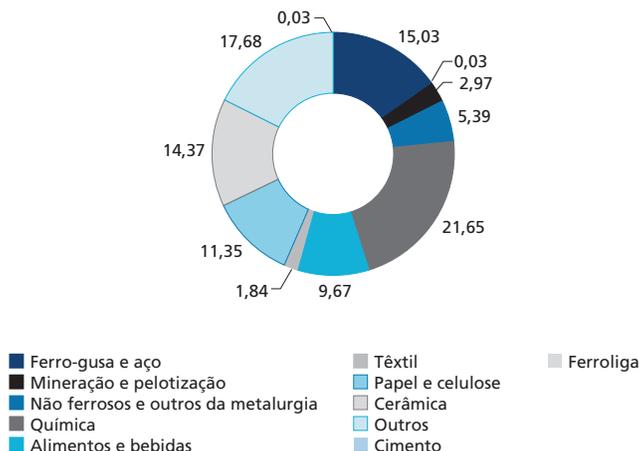
Fonte: Balanço Energético Nacional 2023 da EPE. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2023>.
Elaboração dos autores.

Os setores industriais que mais consomem gás natural no Brasil são: química, ferro e aço, cerâmicas, papel e celulose e alimentos e bebidas (gráfico 14).

GRÁFICO 14

Demanda de gás natural do setor industrial (2022)

(Em %)



Fonte: Balanço Energético Nacional 2023 da EPE e Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, disponíveis em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2023> e <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes-1/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural>.

Elaboração dos autores.

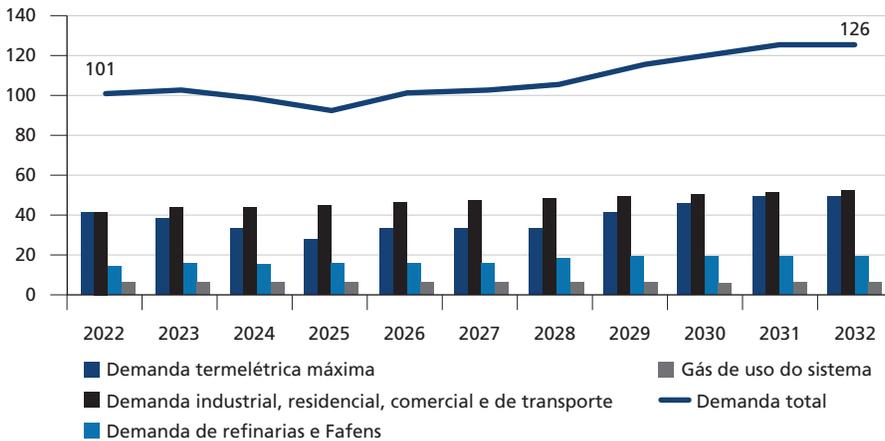
A projeção realizada pela EPE aponta uma demanda total de gás natural, para 2032, de 126 milhões de metros cúbicos por dia (gráfico 15), incluindo a demanda do setor termelétrico, das refinarias e Fábricas de Fertilizantes Nitrogenados (Fafens), dos setores industrial, residencial, comercial e de transporte, além do gás consumido pelo próprio sistema.

Outros estudos apontam que o crescimento projetado para demanda de gás natural somente pelo setor industrial poderá alcançar 70 milhões de metros cúbicos por dia em 2030, como estima o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). A pesquisa indica um potencial de consumo adicional de 42 milhões de metros cúbicos por dia, impulsionado, principalmente, pelos setores de ferro e aço e de química (BNDES, 2021).

Esses cenários de demanda de gás não estão necessariamente associados à substituição de fontes com maior emissão, mas ao aumento da demanda das indústrias consumidoras de gás. Para o estudo do BNDES, o papel do gás na economia de baixo carbono para o Brasil é identificado no deslocamento do *diesel* em veículos pesados. Para a Confederação Nacional da Indústria (CNI), citando o projeto Partnership for Market Readiness do governo do Brasil e do Banco Mundial, o gás

natural é considerado uma opção tecnológica para a melhoria da eficiência em algumas indústrias, como a adoção de caldeiras a gás na química e no alumínio (CNI, 2023).

GRÁFICO 15
Projeção de demanda de gás natural (2022-2032)
(Em milhões de metros cúbicos por dia)



Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia 2032 da EPE. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2032>.

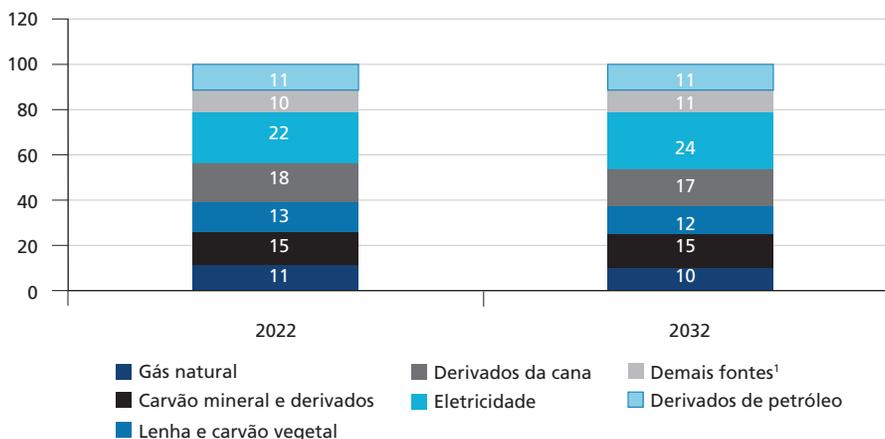
Elaboração dos autores.

As diferenças entre os cenários para o gás natural no Brasil indicam as incertezas sobre o ritmo da transição energética no país, embora sejam convergentes às premissas sobre a possibilidade de o gás natural substituir parte do carvão mineral, coque de petróleo e óleo combustível utilizados atualmente em setores industriais de difícil abatimento de emissões (*hard-to-abate*), como metalurgia, cimento e química. Acredita-se que uma maior competitividade do preço do gás natural, com o crescimento da oferta, possa incentivar diversas indústrias a substituírem energéticos de maior emissão, sendo também mais vantajoso do ponto de vista da manutenção dos equipamentos e da exigência de limpeza de queimadores.

Por meio do estudo realizado pela EPE, o setor industrial demandou 86 milhões de toneladas de petróleo equivalente em 2022, sendo o gás natural responsável por 11% do total. O carvão mineral e seus derivados e os derivados de petróleo corresponderam a 15% e 11%, respectivamente (gráfico 16). Para 2032, a projeção é uma demanda de 108 milhões de toneladas de petróleo equivalente, na qual o gás natural, o carvão mineral e derivados e os derivados de petróleo representam 10% (10,8 milhões de toneladas de petróleo equivalente), 15% (16,2 milhões de toneladas de petróleo equivalente) e 11% (11,8 milhões de toneladas de petróleo equivalente), respectivamente, indicando estabilidade na participação dessas fontes e maior crescimento da eletricidade.

GRÁFICO 16

Participação das fontes de energia na demanda industrial (Em %)



Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia 2032 da EPE. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2032>.

Elaboração dos autores.

Nota: ¹ Incluem biodiesel, lixívia e outras fontes renováveis e não renováveis.

Assim, o potencial da indústria para desenvolver o mercado gasífero nacional ainda não é contemplado no sentido de deslocar fontes de maior emissão. Para isso, é preciso que haja coordenação entre os agentes do setor, em busca de um mercado mais aberto e competitivo, com flexibilidade de moléculas e garantia de segurança com a definição de regras e normativas claras que orientem o mercado.

3.6 Desafios regulatórios para o mercado de gás no Brasil

Nesta subseção, apresentam-se os recentes desenvolvimentos legais e regulatórios do mercado brasileiro de gás natural a partir da aprovação da Nova Lei do Gás.

A agenda regulatória da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), relativa às exigências previstas na Nova Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021) e seu decreto regulamentador nº 10.712/2021, apresenta uma sucessão de temas que carecem de normas para garantir que o marco legal dê previsibilidade aos agentes econômicos.

Conforme o *Relatório Consolidado do 2º semestre de 2022*, publicado pela ANP em dezembro de 2022 (ANP, 2022), estão previstas a elaboração de regulamentações, no período que compreende 2023-2025, que poderão orientar o funcionamento do “novo mercado de gás” pautado na transição de um mercado integrado verticalmente para um mercado aberto e não discriminatório. Observa-se no quadro 2 que a agência prevê a atualização e a elaboração de resoluções vinculadas aos diferentes segmentos da cadeia do gás natural.

QUADRO 2
Agenda regulatória do novo mercado de gás no Brasil

Tema	Revisão normativa	Objetivo	Audiência pública	Aprovação/publicação
GNL	Portaria ANP nº 118/2000	“Adequar critérios para o processo autorizativo de instalações de GNL e atividades de distribuição de GNL a granel” (ANP, 2022, p. 70).	Maio de 2023	Agosto de 2023
Distribuição de gás natural comprimido (GNC)	Resolução ANP nº 41/2007	“Adequar os critérios normativos à realidade atual do mercado; definir critérios e documentos essenciais para as outorgas; simplificação de exigências” (ANP, 2022, p. 72).	Junho de 2023	Agosto de 2023
Interconexão e interoperabilidade de gasodutos de transporte	Nenhuma	“Regulamentar a interconexão de gasodutos de transporte; registrar os contratos de transporte e de interconexão entre instalações de transporte” (ANP, 2022, p. 74).	Setembro de 2023	Novembro de 2023
Ampliação da capacidade de gasodutos de transporte	Resolução ANP nº 37/2013	“Adequar os critérios para a caracterização da capacidade de transporte de gasodutos; ampliar o número de agentes econômicos e a movimentação de gás natural” (ANP, 2022, p. 76).	Maio de 2023	Julho de 2023
Autonomia e independência do transporte de gás natural	Nenhuma	“Definir critérios de autonomia e de independência para o exercício da atividade de transporte de gás natural, promovendo a livre concorrência e uso eficiente” (ANP, 2022, p. 80).	Outubro de 2023	Fevereiro de 2024
Comercialização e carregamento de gás natural	Resolução ANP nº 52/2011 e Resolução ANP nº 51/2013	“Adequação da resolução às novas disposições trazidas pelo Decreto nº 9.616/2018. Adequação da organização e da contratação de capacidade pelo modelo de entrada e saída” (ANP, 2022, p. 82)..	Abril de 2024	Julho de 2024
Tarifas de transporte de gás natural	Resolução ANP nº 15/2014	“Critérios para cálculo das tarifas de transporte; procedimento para a aprovação das propostas de tarifa de transporte e diretrizes para os mecanismos de repasse de receita entre transportadores” (ANP, 2022, p. 84).	Novembro de 2023	Janeiro de 2024
Códigos comuns da rede	Nenhuma	“Necessidade de organizar o transporte para os carregadores disciplinados pelos Códigos Comuns, atendendo ao disposto no Decreto nº 7.382/2010” (ANP, 2022, p. 86).	Julho de 2024	Setembro de 2024
Serviço de transporte de gás natural	Resolução ANP nº 11/2016	“Regulamenta a oferta de serviços de transporte, a cessão de capacidade contratada, a troca operacional, a aprovação e o registro dos contratos de serviço de transporte e a promoção de chamada pública” (ANP, 2022, p. 88).	Junho de 2024	Novembro de 2024
Acesso de terceiros interessados às infraestruturas essenciais de gás natural	Nenhuma	“Elaboração de uma regulamentação dos princípios do acesso negociado e não discriminatório dos terceiros às infraestruturas essenciais de gás natural” (ANP, 2022, p. 92).	Outubro de 2023	Dezembro de 2023
Serviço de transporte de gás natural	Resolução ANP nº 11/2016	“Simplificar e padronizar os procedimentos de contratação de capacidade de transporte” (ANP, 2022, p. 96).	Junho de 2023	Julho de 2023

Fonte: ANP (2022).
Elaboração dos autores.

Nesse contexto de atualização regulatória no Brasil, a expectativa é oferecer aos consumidores um energético confiável e acessível, capaz de gerar a demanda

necessária para que, em paralelo, se construa um mercado multigás, com alternativas de menor emissão, como o biogás/biometano e o hidrogênio de baixo carbono. Além disso, os desafios para se construir um mercado concorrencial no Brasil sinalizam as dificuldades para a integração com outros mercados sul-americanos, o que dependeria de liquidez para negociação de preço de mercado em *hub* de gás, tal como ocorre nos *hubs* europeu e norte-americano, para além da relação contratual existente entre Brasil e Bolívia.

Em relação às infraestruturas essenciais (ou seja, os dutos de escoamento, as UPGNs e os terminais de GNL), a Nova Lei do Gás determina, em seu art. 28, o acesso regulado. Desse modo, há o estabelecimento de contratos, por meio de negociação bilateral, com supervisão da ANP. Esse tema foi objeto de *workshop* da agência em março de 2023, no qual foram debatidas a questão da oferta de gás natural e a importância do acesso a infraestruturas essenciais para permitir que os produtores que não possuam ativos possam ter acesso ao mercado (ANP, 2023).

Nesse encontro, discutiu-se o Sistema de Integrado de Escoamento (SIE), uma plataforma para estabelecimento de acordos entre os agentes econômicos interessados em acessar ou compartilhar as infraestruturas de escoamento disponíveis. No sistema de escoamento nacional, estão elencados os sistemas de Guamaré, Catu, Espírito Santo e Bacia de Campos. A cessão de uso das capacidades de escoamento é formalizada após acordo entre as empresas interessadas e a Petrobras, que negociam as “condições para acesso e uso das capacidades de escoamento dos gasodutos”.⁹ O Sistema de Escoamento da Bacia de Santos é composto pelos gasodutos das rotas 1, 2 e 3 (a última em fase de construção), nos quais o acesso ocorre por meio da assinatura de termos de adesão com as proprietárias do sistema.¹⁰

De forma complementar, a Petrobras também disponibilizou um ambiente para contratação da sua capacidade de processamento de gás natural.¹¹ O acesso de terceiros à infraestrutura de processamento de gás natural ocorre por meio do tratamento do gás natural por encomenda. Essas operações consistem na entrada do insumo no processo de industrialização e no retorno do produto industrializado, o que mantém as propriedades do gás natural e seus derivados (Fernandes, 2023). A normativa versará sobre os critérios de preferência dos proprietários, as boas práticas de acesso, a remuneração dos contratos e a arbitragem e resolução de conflitos.

9. Disponível em: <https://petrobras.com.br/negocios/oferta-escoamento-de-gas>.

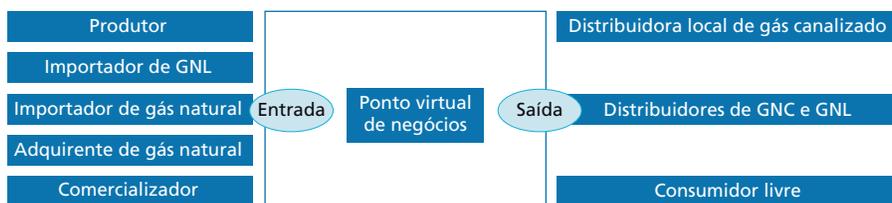
10. Disponível em: <https://petrobras.com.br/negocios/oferta-escoamento-de-gas>.

11. São os seguintes: i) Unidade de Tratamento de Gás de Cabiúnas (UTGCAB), em Macaé (Rio de Janeiro); ii) Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba (UTGCA), no litoral de São Paulo; iii) Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas (UTGC), em Linhares (Espírito Santo); iv) Unidade de Tratamento de Gás (UTG) Urucu, em Coari (Amazonas); v) UTG Guamaré, em Guamaré (Rio Grande do Norte); vi) Unidade de Tratamento de Gás do Sul Capixaba (UTGSUL), em Anchieta (Espírito Santo); e vii) UTG Catu, no polo De Santiago, em Catu (Bahia).

No que tange à comercialização, a Resolução nº 52/2011 dispõe acerca das exigências para a autorização da atividade de comercialização do gás natural. Além disso, institui os critérios para o registro do agente vendedor e do contrato de compra e venda do gás natural. A atividade de comercialização do gás natural é efetuada por acordos bilaterais com diversas modalidades (longo prazo, *spot*, *put/call*),¹² enquanto a comercialização no mercado organizado (sistema de balcão ou bolsa) ainda não é uma realidade. Nesse sistema, as transações seriam realizadas por meio de contratos de compra e venda padronizadas por meio do ponto virtual de negociação (PVN) (Brasil, 2021).

No segmento de transporte, há a necessidade de atualização da Resolução nº 37/2013, que define os critérios para a ampliação da malha de transporte do gás natural. Outra regulação importante é a Resolução nº 51/2013, que versa sobre a autorização da atividade de carregamento¹³ de gás natural. As definições normativas acerca dos gasodutos de transporte presentes na Nova Lei do Gás são reflexo da busca de maior competitividade. O Decreto nº 9.616 de 2018 estabeleceu que os serviços de transporte de gás natural seriam transferidos em regime de contratação de capacidade por entrada e saída. Esse sistema, representado na figura 1, consiste na reserva de capacidade na entrada pelos agentes ofertantes (produtor, importador de GNL, importador de gás natural, adquirente de gás natural e comercializador) e pelos agentes demandantes do gás natural para consumo próprio ou revenda para os clientes (distribuidor de gás natural condensado e GNL, distribuidora local de gás canalizado e consumidor livre). O funcionamento desse sistema dependeria da desverticalização do setor de transporte, uma vez que os diversos agentes transportadores negociariam virtualmente a capacidade de transporte (Ramalho, 2022a).¹⁴

FIGURA 1
Sistema de transporte de entrada e saída



Fonte: I Workshop da ANP do Modelo Conceitual do Mercado do Gás. Elaboração dos autores.

12. Os mercados organizados são os espaços físicos ou sistemas eletrônicos, voltados ao estabelecimento de acordos ou a certificação das transações comerciais envolvendo o gás natural por um conjunto determinado de agentes autorizados a operar, ao atuarem por conta própria ou por terceiros.

13. O carregador é o agente que contrata serviços de transporte com o intuito de movimentar o gás natural de sua propriedade ou em sua posse.

14. O PVN também permite a comercialização da molécula de gás natural, simplificando as negociações. Há a possibilidade de negociação de contratos de gás natural com aquisição e venda apenas da molécula, sem a compra de capacidade de transporte.

A Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) nº 16/2019 determinou a promoção da independência dos transportadores, ou seja, esses agentes não podem ter participação em nenhuma empresa que atue nos demais elos da cadeia do gás (Brasil, 2019b). Além disso, almejou-se a ampliação do acesso à infraestrutura do transporte de forma ampla e não discriminatória (Brasil, 2021). No empenho para alcançar tais diretrizes, foi assinado o Termo de Compromisso de Cessação de Prática (TCC) entre a Petrobras e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade). Esse documento estabelecia as cláusulas para o processo de “desinvestimento” voluntário para a abertura do mercado do gás. A empresa monopolista incumbente definiria sua demanda de capacidade, ou seja, os volumes que ela precisaria realmente injetar ou retirar em cada ponto da malha de transporte. Dessa maneira, a capacidade excedente de transporte seria vendida para as demais empresas (Brasil, 2019a). A figura 2 apresenta esse esquema.

FIGURA 2

Trajetória de normativas de transporte do gás natural

Elaboração dos autores.

A coordenação da operação do sistema de transporte dependerá do estabelecimento pela ANP dos códigos comuns de rede. Essas regras operativas estabelecem práticas uniformes para os agentes que utilizam a malha de transporte de gás natural do país, gerando uma espécie de “código de conduta” que conterà os critérios relativos ao acesso à infraestrutura e os procedimentos de contabilização e liquidação (ANP, 2021).

As regras de balanceamento consistem na determinação de práticas para a obtenção do equilíbrio entre a oferta e a demanda de gás natural no sistema de transporte. Anteriormente, essa responsabilidade competia à Petrobras, que detinha o controle de toda a capacidade de transporte e das transportadoras que compunham a malha nacional, administrando as principais transportadoras interconectadas do Brasil. Com o novo mercado, essa responsabilidade pelo equilíbrio passa a ser compartilhada entre transportadores e carregadores, baseada em critérios técnicos e construídos em consenso, de acordo com a dinâmica do mercado (ANP, 2020). Para isso, o PVN é um ponto fictício em que os agentes

que utilizam a malha de transporte têm a possibilidade de transferir bilateralmente a titularidade do gás natural e/ou trocar seus desequilíbrios. Constituem-se em transações comerciais de gás natural, nas quais compradores e vendedores realizariam as trocas de acordo com seu portfólio (ANP, 2021).

Outro elemento do código comum são as tarifas de transporte, tratadas pela Resolução ANP nº 15/2014. A Lei nº 11.909/2009 determinava o sistema tarifário de ponto a ponto, no qual a tarifa é indicada pelo fluxo físico do gás desde a injeção até o destino, o *city gate*. Com a Nova Lei do Gás, torna-se necessária a revisão da resolução que determina os critérios para o cálculo das tarifas de transporte de gás natural, haja vista a mudança no modelo de contratação de capacidade de transporte, do modelo de ponto a ponto para o modelo de entradas e saídas. O início das discussões sobre o critério de formação tarifária permanece em atraso, pois a audiência pública estava prevista para novembro de 2023 e respectiva aprovação em janeiro de 2024.

Em primeiro lugar, a instituição do modelo de entrada e saída para a contratação de capacidade trouxe a necessidade de determinar: i) o procedimento para a aprovação das propostas de tarifas encaminhadas pelos transportadores; e ii) as diretrizes para realizar o repasse de receitas entre os transportadores interconectados. Em segundo, a exigência de baratear o transporte enquanto não vencem os contratos legados. Esses acordos foram assinados pela Petrobras antes da privatização da Transportadora Associada de Gás (TAG) e da Nova Transportadora do Sudeste (NTS) e foram herdados pelos novos operadores do setor.

Em terceiro, há a questão da oneração das tarifas de transporte. O mercado de excedentes consiste naquilo que é cobrado do carregador quando o volume injetado ultrapassa as quantidades diárias programadas para serem inseridas na malha de transporte. Os carregadores defendem que essas flutuações muitas vezes são inerentes do mercado tanto do lado da oferta quanto do lado da demanda, exigindo que os contratos de transporte ofereçam maior flexibilidade aos produtores (Ramalho, 2023a). Em contrapartida, as transportadoras defendem a necessidade de equilíbrio do sistema. Nesse contexto, as penalidades, previstas no contrato, decorrem da contratação de volume excedente, afetando o seu equilíbrio. Essas diretrizes protegeriam os usuários de possíveis riscos à estabilidade do sistema. Por último, defendem a existência de uma tarifa única para toda a malha de transporte, tendo como única exceção aquela cobrada das termelétricas a gás. Pretende-se evitar o *by-pass*, obrigando tais instalações a estarem conectadas a malha de gasodutos (Ramalho, 2023a).

Em relação à contratação de transporte firme, a Resolução nº 11/2016 determinava esse tipo de contratação sendo ofertado e alocado pela ANP mediante chamada pública. As chamadas públicas para contratação de capacidade têm as

seguintes etapas: i) aprovação do pedido de abertura pela ANP; ii) análise técnico-jurídica e aprovação da diretoria; e iii) consulta e audiência prevista para duração de três meses. Esse processo tem se expedido por meses e há várias chamadas públicas que ainda aguardam autorização da ANP. O Decreto nº 10.712/2021, que regulamentou a Nova Lei do Gás, permitiu que a agência reguladora adotasse soluções individuais para o processo de contratação de capacidade (Brasil, 2021).

As transportadoras preveem algoritmos mais avançados nas plataformas eletrônicas para a seleção dos carregadores vencedores das concorrências. A NTS avalia ofertar a capacidade disponível da sua malha sem a necessidade das chamadas públicas. Os produtos ofertados estão presentes no Portal de Oferta de Capacidade (POC), plataforma que negocia contratos de curto prazo (diários, mensais e trimestrais) com transportadoras diferentes. Com relação à oferta de capacidade firme disponível, é necessária a autorização do órgão regulador para que ocorram as ofertas sem as chamadas públicas. No entanto, tais soluções precisam considerar os princípios de pluralidade, isonomia e transparência entre os agentes. Além disso, deve haver contribuições dos agentes aos contratos firmados, e a agência reguladora deve receber as reclamações dos carregadores eventualmente lesados (Ramalho, 2022a).

Por último, há os novos modais de transporte de gás natural. A distribuição de GNL em pequena escala é classificada como distribuição a granel. Sua regulação era efetuada pela Portaria nº 118/2000 da ANP, que tratava dos requisitos para obtenção de autorização da atividade de distribuição de GNL a granel. Além disso, a normativa contemplava os aspectos de construção, ampliação e operação das centrais de distribuição. Tal atividade está relacionada à aquisição ou recepção, ao armazenamento, ao transvasamento, ao controle de qualidade e à comercialização do GNL por meio de transporte próprio ou contratado.

Com as mudanças profundas no mercado de gás natural e a inserção de novas tecnologias e modelos de GNL em pequena escala, houve atualização da normativa para que os projetos se adequem aos padrões atuais. Por exemplo, a integração multimodal e a comercialização de gás natural de forma líquida exigiriam novos requisitos técnicos e critérios de segurança aplicáveis. A nova portaria prevista deve abranger os novos modelos de negócio, oferecendo alternativas flexíveis para o desenvolvimento de projetos de GNL de pequena escala. Busca-se, nesse sentido, maior capilaridade do gás natural, em especial em regiões desprovidas de infraestrutura dutoviária.

As exigências do mercado relacionam-se a: i) flexibilização da exigência de uma central de distribuição de GNL; ii) implementação de postos avançados de GNL para abastecimento de caminhões; iii) simplificação de projetos de distribuição de GNL para uso próprio; iv) especificação dos critérios para a

construção e a operação de instalações de regaseificação de GNL, determinando as responsabilidades dos agentes da cadeia; e v) definição da competência federal da distribuição de GNL, conforme determinação da Nova Lei do Gás.

Além do GNL em pequena escala, a ANP realizou *workshop*, em novembro de 2020, para a revisão da normativa ANP nº 41/2007, que disciplina as atividades de condicionamento e movimentação de GNC a granel por modais alternativos ao dutoviário. O desenvolvimento da atividade de distribuição de GNC a granel contribui para o desenvolvimento de novos mercados consumidores de gás natural. Pretende-se alcançar principalmente as localidades desprovidas de acesso à infraestrutura dutoviária, favorecendo a expansão contínua de redes de distribuição de gás canalizado das concessionárias estaduais.

A revisão proposta apresenta dispositivos que visam solucionar as seguintes lacunas regulatórias:

- requisitos técnicos de instalações de GNC;
- segurança operacional;
- comercialização de GNC;
- pré-requisitos aos projetos estruturantes dos “serviços de abastecimento local através da compressão, armazenamento, transporte, carga e descarga de GNC entre dois ou mais dutos pertencentes as concessionárias estaduais de gás canalizado” (ANP, 2020b, p.1); e
- normas de projetos para uso próprio, que consiste na realização da compra de gás e compressão para uso em instalações próprias (ANP, 2020b).

Para além do gás natural e seus produtos associados, como GNL e GNC, a Nova Lei do Gás também prevê que o biometano receba tratamento análogo ao gás natural, conforme as especificações da ANP. A clareza regulatória contribui para minimizar incertezas e auxiliar no desenvolvimento do setor de biogás e biometano no país, viabilizando o potencial multigás e de menor pegada de carbono que o marco legal pode oferecer ao mercado brasileiro.

Portanto, indica-se o desempenho das atribuições do órgão regulador para que os agentes do mercado de gás natural e a sociedade usufruam de espaço para debater as normativas que regularão o novo mercado. Há um esforço para cumprir as várias incumbências determinadas pela Nova Lei do Gás e seu decreto regulamentador, entretanto, há atrasos justificados pela falta de corpo funcional e pelas demasiadas exigências que envolvem a passagem de um mercado verticalmente integrado para o mercado concorrencial, o qual, em última instância, poderia ser um indutor da integração com demais mercados sul-americanos, uma vez que o desenvolvimento do mercado nacional justificaria mais moléculas de gás.

A adequação regulatória ao contexto da Nova Lei do Gás, portanto, é um processo estritamente brasileiro, baseado nas realidades de oferta e demanda de gás no país e, portanto, desvinculado das dinâmicas em demais mercados sul-americanos que não atravessam o processo de abertura em curso no Brasil.

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O papel do gás para a transição energética possui tendências mais explícitas no mundo, e seu papel na integração energética regional está consolidado nos casos da UE e restrito a relações bilaterais na América do Sul. Para o Brasil, que se encontra em uma posição vantajosa quanto à disponibilidade e à diversidade de recursos energéticos de baixo carbono, comparado ao resto do mundo, o papel do gás na transição energética não está definido, apesar do potencial relevante para a descarbonização de setores *hard-to-abate*. Em paralelo, as condições de oferta e demanda de gás no país restringem a integração regional para além da relação bilateral existente com a Bolívia.

Além da realidade regional pulverizada em diferentes organismos, com algum interesse no setor energético, a realidade brasileira, que atravessa uma transição para abertura do mercado a partir da Nova Lei do Gás, é um microcosmo dos desafios para se integrar a outros mercados sul-americanos. Os desafios atuais no Brasil incluem a assimetria de informação entre os agentes, lacunas quanto à infraestrutura de escoamento da produção de gás *offshore*, a interiorização da oferta, o desenvolvimento da demanda, a competitividade do gás em relação a outros energéticos com maior pegada de carbono, entre outros. Nesse sentido, a transformação do mercado verticalmente integrado para um mercado concorrencial, no qual mais agentes possam contribuir para diversificar a oferta de moléculas, poderia ser um indutor da integração regional sul-americana. Entretanto, entre a aprovação do marco legal e a efetividade do mercado concorrencial, há uma longa agenda regulatória a ser solucionada para garantir atratividade aos investimentos e melhorar o ambiente de negócios.

Com base no contexto brasileiro e em sua liderança política e econômica na América do Sul, o desenvolvimento do mercado de gás oferece a oportunidade não apenas de promover transições energéticas em determinados setores, mas também de induzir a integração regional. A riqueza em reservas de gás em países como Bolívia e Argentina, e especialmente a busca por atividades exploratórias para ampliar reservas bolivianas e o crescimento da produção do gás argentino, vislumbram suprir a demanda brasileira que, outrossim, não deve ser atendida plenamente pelo gás nacional.

Como proposta para aprofundamento do tema em estudos posteriores, sugerimos identificar desafios para alinhar o desenvolvimento da agenda regulatória brasileira e a regulação aos demais países, a fim de estruturar um desenho

regulatório que viabilize a integração energética da América do Sul por meio do gás natural e a construção de infraestruturas associadas para um *hub* de gás sul-americano. Há espaço para desenvolvimento de uma política que atenda aos interesses do mercado sul-americano, tomando por ponto de partida exemplos internacionais, como a UE, com uma política energética integrada por meio do mercado de gás, que potencialmente viabilizará a inserção e o ganho de escala futuro de energéticos gasosos com menor pegada de carbono, como o hidrogênio e o biogás/biometano.

REFERÊNCIAS

ĀBOLTIŅŠ, Reinis; AKULE, Dace. **Liberalization of the natural gas market in Latvia**: overview and challenges. [s.l.]: Providus Centre for Public Policy, 2014. Disponível em: https://providus.lv/article_files/2866/original/gaze_EN_marts.pdf.

ALDAYA, Francisco. BNDES vai financiar US\$ 690 mi do gasoduto Néstor Kirchner, diz Argentina. **Bloomberg Línea**, 15 dez. 2022. Disponível em: <https://www.bloomberglinea.com.br/2022/12/15/bndes-vai-financiar-gasoduto-na-argentina-diz-secretaria-de-energia-do-pais/>.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E COMBUSTÍVEIS. Portaria nº 118, de 12 de julho de 2000. **Diário Oficial**, Brasília, 12 jul. 2007. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/portaria-anp-n-118-2000->.

_____. Resolução nº 41, de 5 de dezembro de 2007. **Diário Oficial**, Brasília, 5 dez. 2007. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-anp-n-41-2007->.

_____. Resolução nº 51, de 27 de dezembro de 2013. **Diário Oficial**, Brasília, 27 dez. 2013. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-51-2013->.

_____. Resolução nº 15, de 17 de março de 2014. **Diário Oficial**, Brasília, 17 mar. 2014. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-15-2014->.

_____. Resolução nº 11, de 16 de março de 2016. **Diário Oficial**, Brasília, 16 mar. 2016. Disponível em: <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=317660>.

_____. **Modelo conceitual do mercado de gás na esfera de competência da União**: comercialização, carregamento e balanceamento. Brasília: ANP, 2020a. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/aceso-a-informacao/agenda-eventos/wmcmg/cp1-2020-modelo-conceitual.pdf>.

_____. ANP faz workshop online sobre revisão de normas relativas a GNC. **ANP**, 30 nov. 2020b. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/anp-faz-workshop-online-sobre-revisao-de-normas-relativas-a-gnc.

_____. 2º Workshop do Modelo Conceitual do Mercado de Gás Natural. **YouTube**, 10 fev. 2021. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=ZLd9IHeqnTw&t=7239s>.

_____. **Relatório Consolidado 2º semestre de 2022** – Agenda Regulatória 2022-2023. [s.l.]: ANP, 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/aceso-a-informacao/acoes-e-programas/ar/agenda-regulatoria-2022-2023-2.pdf>.

_____. Workshop Acesso a Infraestruturas Essenciais de Gás Natural – Dia 1. **YouTube**, 9 mar. 2023. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=Snnz3kXfSNA>.

ARGENTINA y Brasil avanzan em la integración energética. **Argentina.gob.ar**, 9 feb. 2023. Disponível em: <https://www.argentina.gob.ar/noticias/argentina-y-brasil-avanzan-en-la-integracion-energetica>.

BNDES – BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL. **Gás para o desenvolvimento**: perspectivas de oferta e demanda no mercado de gás natural do Brasil. [s.l.]: BNDES, 2021. Disponível em: https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/20581/1/Relatorio_Gas_Desenvolvimento%20Final.pdf.

BOLÍVIA deve passar a importar gás natural, projeta Wood Mackenzie. **EPBR**, 19 jan. 2023. Disponível em: <https://epbr.com.br/bolivia-deve-passar-a-importar-gas-natural-projeta-wood-mackenzie/>.

BP. **BP Energy Outlook 2023 edition**. [s.l.]: BP, 2023. Disponível em: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2023.pdf>.

BRASIL. Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009. Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências. **Diário Oficial**, 4 mar. 2009. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2009/Lei/L11909.htm.

_____. Ministério da Justiça e Segurança Pública. Conselho Administrativo de Defesa Econômica. **Termo de Compromisso de Cessaçao de Prática**, de 8 de julho de 2019. Brasília: Cade, 2019a.

_____. Conselho Nacional de Política Energética. Resolução nº 16, de 24 de junho de 2019. Estabelece diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural, e dá outras providências. **Diário Oficial**, 24 jun. 2019b. Disponível em: https://antigo.mme.gov.br/documents/36112/491930/1.+Resolu%C3%A7%C3%A3o_CNPE_16_2019.pdf/c68cfb9a-02b0-4a73-3e4c-26afce1ae9a8.

_____. Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021. Regulamenta a Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, que dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição, e sobre as atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. **Diário Oficial**, Brasília, 2 jun. 2021. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/decreto/D10712.htm.

BULL, Benedicte. **Regional integration and regional regulation in Latin America**. Oslo: Sum, v. 1, n. 1, p. 1-31, Aug. 2005.

CNI – CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA. **Oportunidades e riscos da descarbonização da indústria brasileira**: roteiro para uma estratégia nacional. Brasília: CNI, 2023. Disponível em: https://static.portaldaindustria.com.br/media/filer_public/16/05/16051fb4-a726-4b8b-9b8f-7092c93e41c5/oportunidades_e_riscos_da_descarbonizacaoao.pdf.

EC – EUROPEAN COMMISSION. Baltic energy market interconnection plan. EC, s.d. Disponível em: https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/high-level-groups/baltic-energy-market-interconnection-plan_en.

ELLIS, Andrew; BOWITZ, Einar; ROLAND, Kjell. Structural change in Europe's gas markets: three scenarios for the development of the European gas market to 2020. **Energy Policy**, v. 28, p. 297-309, maio 2000. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421500000136>.

EU – EUROPEAN UNION. Directive 98/30/EC of the European Parliament and of the Council of 22 June 1998 concerning common rules for the internal market in natural gas. **Official Journal of the European Communities**, 27 July 1998. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:31998L0030>.

FERNANDES, Leandro. **O mercado brasileiro de gás natural**: análise das ações regulatórias para abertura do mercado e aumento da concorrência. 2023. Dissertação (Especialização) – Tribunal de Contas da União, Brasília, 2023. 90p.

FIESP – FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DE SÃO PAULO. **The regulation of the international trade energy**: fuels and electricity. São Paulo: Fiesp, 2013.

FUSER, Igor; ABRÃO, Rafael A. F. Integração energética na América do Sul: perspectivas, impasses e obstáculos. **Brazilian Journal of Latin American Studies**, Cadernos Prolam/USP, v. 19, n. 37, p. 240-267, out. 2020. Disponível em: <https://www.revistas.usp.br/prolam/article/view/171246/163985>.

GARAFFA, Rafael. **Transmissão de preços e integração de mercados de gás natural na Europa Continental**. 2016. Tese (Doutorado) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: https://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/Rafael_Garaffa.pdf.

GOMES, Ieda. A nova ordem mundial do gás e o Cone Sul. **Revista Brasil Energia**, 10 maio 2022. Disponível em: <https://editorabrasilenergia.com.br/a-nova-ordem-mundial-do-gas-e-o-cone-sul/>.

HAFNER, Manfred; RAIMONDI, Pier Paolo. Priorities and challenges of the EU energy transition: from the European Green Package to the new Green Deal. **Russian Journal of Economics**, v. 6, n. 4, p. 374-389. Disponível em: <https://rujec.org/article/55375/>.

LECARPENTIER, Armelle. **The liberalization of gas markets in Europe**. Rueil-Malmaison: IEP, 2006. Disponível em: https://inis.iaea.org/collection/NCLCollectionStore/_Public/38/027/38027810.pdf.

PLAN GAR.AR: Massa encabezó el acto de adjudicación de las Rondas 4 y 5 para el llenado del gasoducto Néstor Kirchner. **Argentina.gob.ar**, 22 dic. 2022. Disponível em: <https://www.argentina.gob.ar/noticias/plan-gasar-massa-encabezo-el-acto-de-adjudicacion-de-las-rondas-4-y-5-para-el-llenado-del-0>.

RAMALHO, André. ANP estuda acabar com chamadas públicas de gasodutos. **EPBR**, 18 ago. 2022a. Disponível em: <https://epbr.com.br/anp-estuda-acabar-com-chamadas-publicas-de-gasodutos/>.

_____. Após rever acordo com Petrobras, Bolívia mira novos clientes no Brasil. **EPBR**, 9 ago. 2022b. Disponível em: <https://epbr.com.br/apos-rever-acordo-com-petrobras-bolivia-mira-novos-clientes-no-brasil/>.

_____. Indústria do gás quer discutir novos tipos de tarifa de transporte com a ANP. **EPBR**, 17 jun. 2023a. Disponível em: <https://epbr.com.br/industria-do-gas-quer-discutir-novos-tipos-de-tarifa-de-transporte-na-agenda-da-anp/>.

_____. Milei assume Argentina e terá de dar resposta rápida sobre gasodutos. **EPBR**, 9 dez. 2023b. Disponível em: <https://epbr.com.br/milei-assume-argentina-e-tera-de-dar-resposta-rapida-sobre-gasodutos/>.

TEIXEIRA, Cássio Adriano Nunes *et al.* Gás natural – um combustível-chave para uma economia de baixo carbono. **Petróleo e Gás**, Rio de Janeiro, v. 27, n. 53, p. 131-175, mar. 2021. Disponível em: https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/20802/1/PR_Gas%20natural_215277_P_BD.pdf.