



A REINJEÇÃO DE GÁS NATURAL E SEUS DESDOBRAMENTOS NO MERCADO BRASILEIRO A PARTIR DO DECRETO 12.153/2024

Fernanda de C. S. R. Batista (Eng. Petróleo/Labecopet/Poli/UFRJ)

Eduardo Pontual Ribeiro (IE/UFRJ)

Rosemarie Bröker Bone (Labecopet/Poli/UFRJ)

Resumo

A prática de reinjeção de gás natural no Brasil, fundamental para manter a pressão dos reservatórios de petróleo, tem limitado a disponibilidade do insumo para o mercado consumidor interno e externo. Para enfrentar esse desafio, o governo federal promulgou em 2024, o Decreto nº 12.153, que estabelece novas diretrizes para o setor de gás natural no Brasil. Um dos principais objetivos é permitir que a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) atue na redução da reinjeção de gás natural nos poços produtores em projetos futuros. A medida busca aumentar o volume de gás destinado ao consumo interno e externo, respeitando a viabilidade técnica e econômica das operações. Apesar do crescimento da produção nacional, a falta de infraestrutura de escoamento é um limitador, levando a reinjeção de grande parte do gás natural extraído. A dependência de importações reforça a urgência em aproveitar melhor a produção nacional. Diante deste cenário, o objetivo principal é entender como a redução da reinjeção de gás pode influenciar a disponibilidade de gás natural para o mercado interno. Para atingir o objetivo, além da introdução e conclusão, o artigo é dividido em 5 seções. A seção 2 apresentará os detalhes do Decreto nº 12.153/2024. A seção 3 terá como foco o quantitativo de oferta do gás natural brasileiro. A seção 4 mostrará a rede de escoamento atual vis-à-vis o *status* da reinjeção nos poços de E&P. A seção 5 mostrará a oferta nacional e importação para fins de oferta total e as possibilidades de estocagem de gás natural visando a estabilidade do mercado. E, por fim, a seção 6 apresentará projeções de oferta e demanda considerando as repercussões do Decreto nº 12.153/2024. O período contemplado é de 2020 a 2024 (dados anuais) com projeções até 2036, usando de metodologia descritiva, exploratória e estatística, tendo como principais fontes: ANP e Empresa de Pesquisa Energética (EPE). As projeções indicam que a relação injeção/produção sairá de 54% em 2024 para 30% em 2036, este último obedecendo os patamares internacionais. O incremento na oferta doméstica permitirá atender o crescimento da demanda previsto pela EPE (2024) e gerar superávit a partir de 2029. A estocagem subterrânea de gás natural atuaria como elemento complementar ao escoamento, amortecendo variações sazonais e aliviando pressões em dutos saturados, sobretudo nas regiões com gargalos estruturais.

Palavras-chave: Brasil, Decreto nº 12.153/2024, gás natural, reinjeção, poços.

1. Introdução

A reinjeção de gás natural no Brasil é uma prática adotada para manter a pressão dos reservatórios e otimizar a produção de petróleo. Porém, tem sido um tema de debate constante no setor, porque a alta taxa de reinjeção limita a disponibilidade para o uso no mercado interno e externo.

Para mudar este cenário, o governo federal promulgou em 2024, o Decreto nº 12.153, 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. Ou seja, o Decreto estabeleceu novas diretrizes para o setor de gás natural no Brasil.

Um dos objetivos é permitir que a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) atue junto as empresas petroleiras na redução da reinjeção de gás natural nos poços produtores em projetos futuros. A medida busca aumentar o volume de gás destinado ao consumo interno e exportação, respeitando a viabilidade técnica e econômica das operações. Diante desta realidade, este estudo tem como objetivo principal entender como a redução da reinjeção de gás influenciará na oferta de gás natural, frente a demanda interna. Além da introdução e conclusão, o artigo será dividido em cinco seções. A seção 2 apresentará os detalhes do Decreto nº 12.153/2024. A seção 3 terá como foco o quantitativo de oferta do gás natural brasileiro. A seção 4 mostrará a rede de escoamento atual vis-à-vis o *status* da reinjeção nos poços de E&P. A seção 5 mostrará a oferta nacional e importação para fins de oferta total e as possibilidades de estocagem de gás natural visando a estabilidade do mercado. E, por fim, a seção 6 apresentará projeções de oferta e demanda considerando as repercussões do Decreto nº 12.153/2024.

O período contemplado será de 2015 a 2024 (dados anuais) com projeções até 2036, usando de metodologia descritiva, exploratória e estatística, tendo como principais fontes: ANP e Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

2. Decreto 12.153/2024: foco na redução da reinjeção de gás

O governo federal, por meio do Decreto nº 12.153, de 26 de agosto de 2024, altera o Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021, que 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 (MME, 2024). Um dos objetivos é permitir que a ANP atue junto as empresas petroleiras na redução da reinjeção de gás natural nos poços produtores considerando os futuros projetos de E&P.

O referido Decreto é fruto do programa Gás para Empregar, lançado pelo governo em 2023, e de novas regras do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) (MME, 2024).

As medidas visam melhorar a utilização do gás extraído, especialmente nos campos de petróleo da área do pré-sal, ao permitir que a agência reguladora após análise, redimensione os percentuais de reinjeção. Em outras palavras, os projetos em análise ou ainda sem contrato assinado junto a ANP poderão ter alterações nos procedimentos de exploração e produção submetidos pelas empresas operadoras.

Para projetos futuros, a Secretaria Nacional de Petróleo e Gás Natural da ANP (2024) estabelecerá, em conjunto com as empresas, diretrizes para a redução da reinjeção. Especificamente, a ANP, com base em análises técnicas específicas e respeitando a viabilidade econômica dos projetos e a arrecadação de *royalties*, decidirá as metas para a produção de gás. A negociação entre as partes será individual, considerando as características de cada campo e as condições operacionais das plataformas. Para os projetos já aprovados e com contratos em vigor, a redução da reinjeção será uma opção por parte das operadoras, não uma imposição durante a vigência do contrato.

Segundo o Ministério de Minas e Energia – MME (2024), a reavaliação da reinjeção permitirá que a média de reinjeção no Brasil não ultrapasse a média internacional, que varia de 20 a 30% (PODER 360, 2024).

No ano de 2024, 58% do volume de gás natural extraído no Brasil foi reinjetado nos reservatórios, ou seja, foram 83,8 milhões de m³/dia de gás de um total de 143,8 milhões de m³/dia produzidos (UNIÃO NACIONAL DA BIOENERGIA – UDOP, 2024). Essa reinjeção ocorreu, principalmente, devido à insuficiência de uma malha de escoamento e de transporte disponíveis, além de representar uma escolha estratégica das operadoras visando aumentar a extração de hidrocarbonetos (PODER 360, 2024).

A seção 3 apresentará a oferta de gás natural brasileiro de 2015 a 2024.

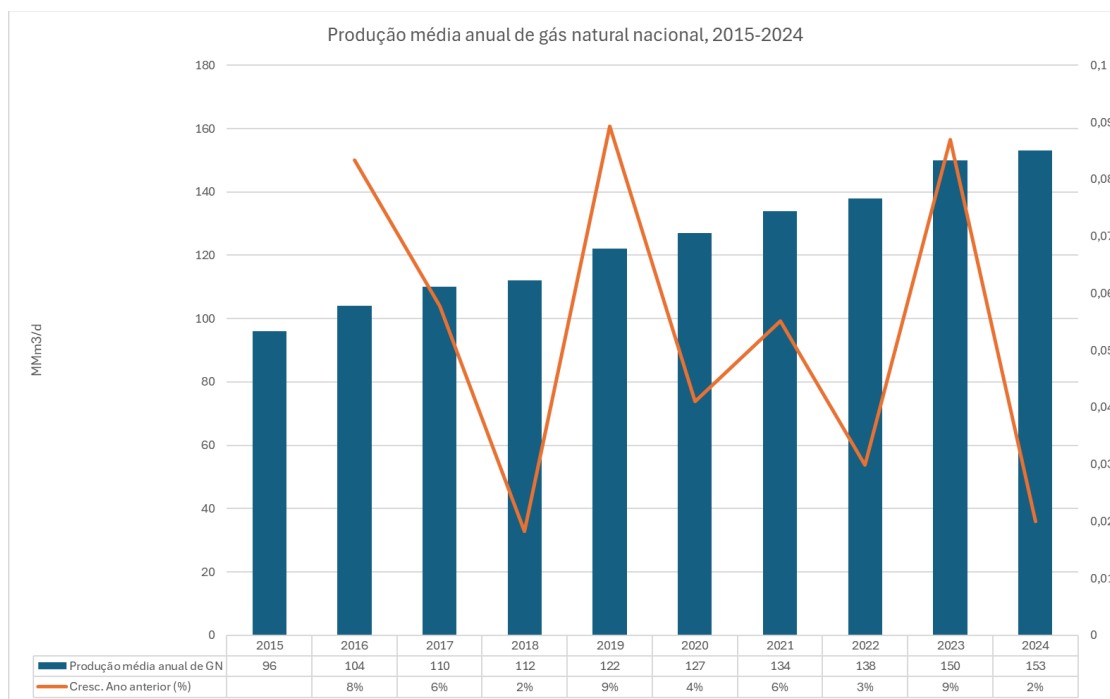
3. Oferta de gás natural brasileira

Segundo a ANP (2024), a oferta de gás natural no Brasil provém de três fontes principais: a produção interna de gás natural, a importação por meio de gasodutos internacionais e via mercado de Gás Natural Liquefeito (GNL) pelos terminais de regaseificação. O foco de análise é a produção interna, à luz do Decreto nº 12.153/2024. A referida oferta nacional é impulsionada sobretudo pelos campos da área do pré-sal, representando 78,8% do total (ANP, 2025).

O gás natural extraído é, na sua maioria, associado ao petróleo e separado em unidades de processamento (UPGN) antes da distribuição. O transporte deste gás, por sua vez, é realizado por uma rede de gasodutos que conecta as áreas produtoras às regiões consumidoras, permitindo o suprimento de indústrias, usinas termelétricas e distribuidoras estaduais (BATISTA, F.C.S.R.; BONE, R.B., 2024).

Em 2024, a produção média anual de gás natural alcançou 153 milhões de metros cúbicos por dia, representando um crescimento de aproximadamente 2% em relação ao ano anterior, quando a média diária foi de 150 milhões de metros cúbicos (ANP, 2025). O gráfico 1 mostra a produção média anual de gás natural de 2015 a 2024.

Gráfico 1 – Produção média anual de gás natural nacional (MMm³/d), 2015-2024



Fonte: Elaboração própria com base em ANP, 2025.

No gráfico 1 pode-se verificar que o volume de gás natural produzido no Brasil atingiu, em média, 124,6 MMm³/d ao longo dos últimos dez anos, um crescimento de 59,4% de 2015 para 2024. Também registrou crescimento positivo ano a ano, com máximas em 2016, 2019 e 2023. Adicionalmente, em junho de 2025, a média de produção de gás natural foi de 181 MMm³/d (ANP, 2025).

A seção 4 apresentará a rede de escoamento de gás e o processo de reinjeção.

4. A rede de escoamento e a reinjeção de gás natural no Brasil

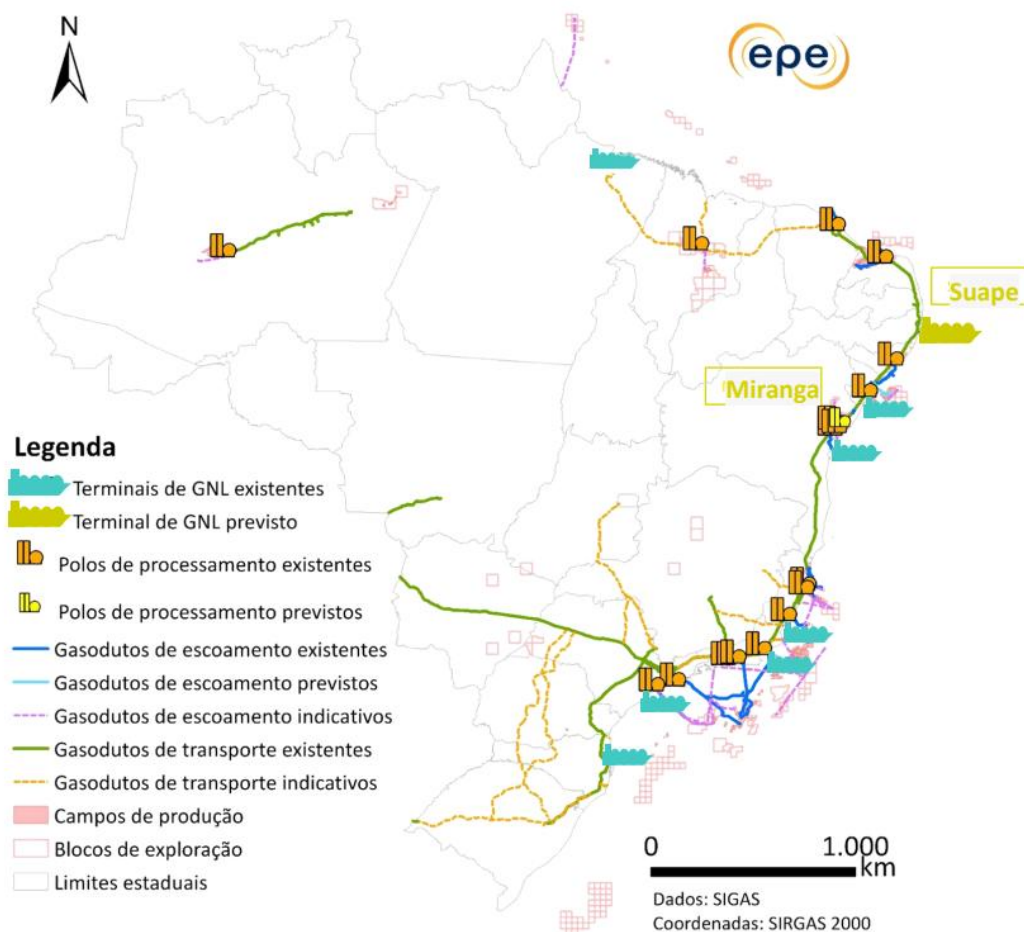
O crescimento da produção de gás natural não encontra uma infraestrutura de escoamento que acompanhe a expansão. Isso se deve a rede de gasodutos possuir uma capacidade instalada abaixo da crescente produção de gás natural, sobretudo nas principais regiões produtoras (Rio de Janeiro e Amazonas) (ANP, 2024).

Conforme EPE (2024), a infraestrutura nacional conta com 9.445 quilômetros de gasodutos de transporte, 187 pontos de entrega (*citygates*), 33 estações de compressão e 12 unidades de processamento, que juntas têm capacidade de tratamento de até 98,7 milhões de metros cúbicos de gás por dia. Complementando essa estrutura, o país dispõe de 7 terminais de regaseificação de gás natural liquefeito (GNL), com capacidade total de 136,2 milhões de metros cúbicos por dia. São eles (EPE, 2019):

- a) **Terminal de Pecém/Ceará:** é um dos terminais mais antigos do país, operado pela Petrobras;
- b) **Terminal da Baía de Guanabara/Rio de Janeiro:** operado pela Petrobras e é um dos primeiros terminais a entrar em operação no Brasil;
- c) **Terminal de Porto do Açu/Rio de Janeiro:** opera em conjunto com a usina termelétrica GNA I e II, com capacidade de regaseificação de 21 milhões de m³/dia;
- d) **Terminal da Baía de Todos os Santos/Bahia:** está arrendado pela Excelerate Energy;
- e) **Terminal de Sergipe/Porto de Sergipe:** é o primeiro terminal de iniciativa privada no Brasil, com capacidade de regaseificação de 21 milhões de m³/dia.

A figura 1 mostra a infraestrutura de gás natural no território nacional.

Figura 1 - Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG), 2024



Fonte: EPE, 2024b.

Além da restrita rede de gasodutos disponível no país, a principal região produtora – área do pré-sal - apresenta um nível significativo de ociosidade na capacidade instalada.

No pré-sal, especificamente, a infraestrutura de escoamento é composta por três rotas (BATISTA, F.C.S.R.; BONE, R.B., 2024):

- Rota 1, com capacidade de escoar 40 milhões de metros cúbicos por dia (MMm^3/d);
- Rota 2, com 20 MMm^3/d ;
- Rota 3, entrou em pleno funcionamento em 2024, com capacidade de 18 MMm^3/d .

As unidades de processamento de gás natural (UPGNs) associadas as respectivas rotas possuem capacidades de tratamento de, respectivamente, 20 MMm^3/d para a Rota 1, 25,16 MMm^3/d para a Rota 2 e 21 MMm^3/d para a Rota 3 (BATISTA, F.C.S.R.; BONE, R.B., 2024). Isso mostra que a Rota 1 *versus* a UPGN de Caraguatatuba registra um déficit de 20 MMm^3/d , as demais têm superávits.

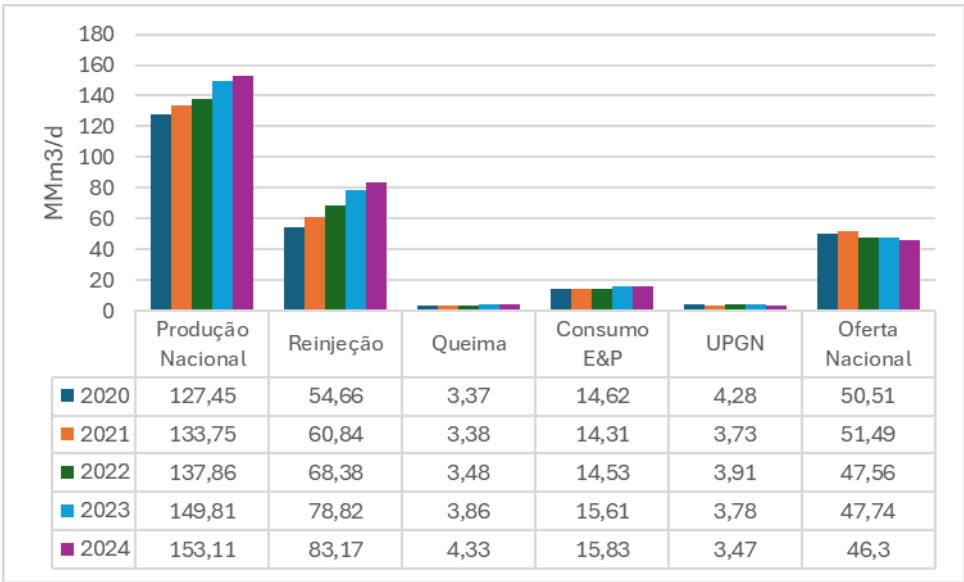
Em termos de uso da capacidade, a UPGN Caraguatatuba/SP de 2018 a 2023 foi de 62,5%; a UPGN Cabiúnas/RJ para o mesmo período foi de 83,2%. Esses percentuais

também contribuem para a limitação da oferta de gás natural ao mercado consumidor (BATISTA, F.C.S.R.; BONE, R.B, 2024).

O desalinhamento é agravado pela redução da produção nos campos maduros do pós-sal, que também têm o gás natural tratado nas mesmas unidades (BATISTA, F.C.S.R.; BONE, R.B., 2024). Portanto, as dificuldades de tratamento e de escoamento até o mercado consumidor levam a reinjeção nos poços de E&P para manter a pressão dos reservatórios e otimizar a extração de petróleo, recurso este de maior rentabilidade e, por isso, priorizado nas operações (PODER 360, 2024).

O gráfico 2 apresenta o destino do gás natural no Brasil de 2020 a 2024.

Gráfico 2 – Balanço do gás natural no Brasil (MMm³/d), 2020-2024



Fonte: Elaboração própria com base em ANP, 2025.

Nota 1: Oferta nacional = produção nacional - absorção em unidades de processamento de gás natural (UPGNs) - queima e perda - consumo nas unidades de exploração e produção – reinjeção.

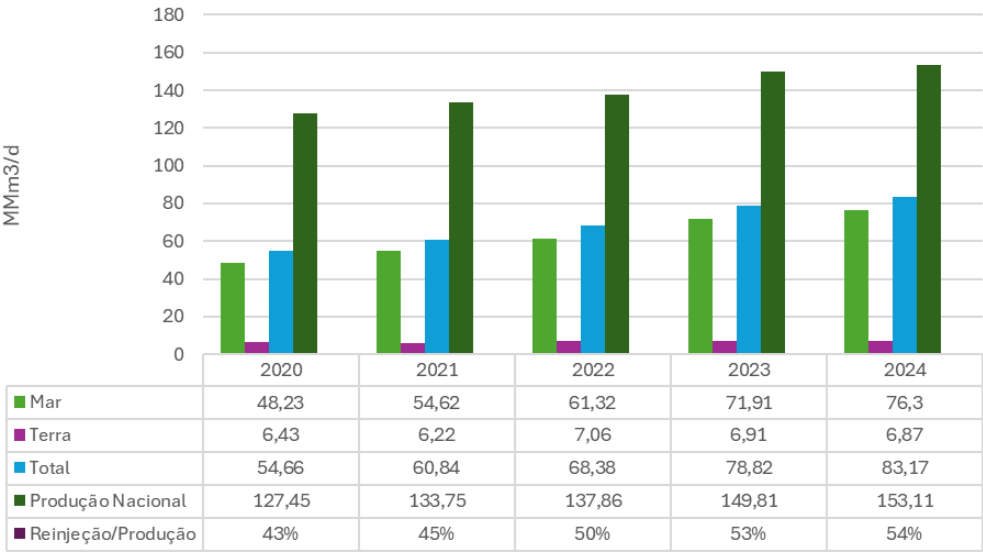
Nota 2: Queima (*flare*): é o processo de queimar o GN em situações em que não é possível ou desejável seu uso imediato (por exemplo: casos de excesso de pressão ou de infraestrutura limitada); Injeção: é a prática de reinjetar o GN de volta nos reservatórios de óleo gás para aumentar a pressão e melhorar a produção (ANP, 2025).

O gráfico 2 revela que: a) a produção nacional média aumentou sucessivamente de 2020 a 2024, com o maior salto de 2022-2023 de 8,7%; b) a reinjeção também registrou aumentos no período, com destaque para 2023 em relação a 2022 de 15,27%; c) a queima teve aumentos de 2020 a 2024, sendo 28,5% o crescimento de 2024 frente a 2020; d) o consumo na E&P registrou aumentos no período e um crescimento de 8,3% de 2024 em relação a 2020; e) o consumo nas UPGNs decresceu de 2020 a 2024 em 19%. Com isso, a oferta nacional passou de 50,51 MMm³/d em 2020 para 46,3 MMm³/d em 2024, ou seja,

uma queda de 8,33%. Por fim, e não menos importante, vê-se que a reinjeção no período é superior a oferta nacional.

O gráfico 3 mostra o total reinjetado no Brasil em mar e terra de 2020 a 2024 e o percentual de reinjeção em relação a produção de GN nacional.

Gráfico 3 - Reinjeção média de gás natural no Brasil, 2020-2024



Fonte: ANP, 2024.

Conforme o gráfico 3, de 2020 a 2024, a taxa média de reinjeção de gás natural no Brasil foi de 49% e com trajetória em elevação. Conforme o gráfico 2, o total reinjetado é superior à oferta de GN total e no gráfico 3 têm-se que a reinjeção no mar é superior a registrada em terra, em virtude da E&P se concentrar na área do pré-sal e dos campos em terra estarem, em sua maioria, em depleção.

A seção 5 apresentará as fontes da oferta total de gás natural no país de 2020-2024 e as modalidades de estocagem, como forma de estabilização do mercado.

5. Oferta e estocagem de gás natural no Brasil

O Decreto nº 12.153/2024 visa aumentar a disponibilidade do gás natural para o mercado interno, garantindo maior aproveitamento das reservas, especialmente as vindas dos campos do pré-sal, onde uma grande parte do gás extraído é reinjetada e devido à falta de infraestrutura adequada para escoamento e processamento.

Esse Decreto se torna ainda mais relevante diante da atual dependência do Brasil em relação às importações de gás natural. Esta afirmação está pautada nas informações presentes na tabela 1.

Tabela 1 – Oferta Nacional e Internacional de Gás Natural, 2020-2024

Período	Média anual				
	Oferta Nacional	Oferta internacional			Oferta Total
		Importação - Bolívia	Regaseificação de GNL	Total (internacional)	
2020	50,51	17,88	8,38	26,26	76,77
2021	51,49	19,85	26,15	46	97,49
2022	47,56	17,51	6,53	24,04	71,60
2023	47,74	15,43	1,53	16,96	64,70
2024	46,30	13,97	8,1	22,07	68,37
% sobre total (2024)	68%	20%	11,8%	32,28%	100,00%

Fonte: ANP, 2025.

A tabela 1 mostra que no período de 2020-2024, a oferta nacional oscilou com tendência de queda e representou 68% da oferta total em 2024. A oferta internacional registrou comportamento similar ao da oferta nacional e em 2024 representou 32,28% da oferta total. Desse total, 20% referem-se à importação via Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) e 11,8% via portos de regaseificação de GNL. O ano de 2021 é caracterizado pela alta oferta nacional e internacional, esta última causada pela regaseificação de GNL de 26,15 MMm³/d.

Algumas soluções para o escoamento do gás natural produzido no país podem ser vislumbradas. Para tanto, serão necessários: a) a ampliação da malha de gasodutos; b) a implementação de estratégias de estocagem de gás.

A estocagem subterrânea de gás natural consiste em armazenar o combustível em formações geológicas específicas, como campos depletados, aquíferos salinos ou cavernas de sal, visando equilibrar a oferta e demanda ao longo do tempo.

O processo de estocagem envolve a compressão e injeção do gás nos poços, onde permanece até o momento da retirada. Esse tipo de estocagem garante o suprimento, especialmente em situações de demanda sazonal ou emergencial (EPE, 2018).

São 3 tipos de estocagem: a) campos depletados que se destacam pelo menor custo e pelo aproveitamento da infraestrutura já existente; b-c) aquíferos e cavernas salinas que exigem maior investimento, embora ofereçam vantagens operacionais dada a alta taxa de retirada.

Os custos de instalação do gás variam conforme a profundidade e o volume em metro cúbico (EPE, 2018). A tabela 2 mostra os custos de estocagem conforme o tipo de reservatório com data de 2018.

Tabela 2 – Custos de estocagem em função da profundidade e do volume de gás útil, 2018

Tipo de ESGN	Profundidade (m)	Volume de gás útil (milhões de m ³)	Custo de investimento (US\$/m ³)	Custo de operação (US\$/m ³)
Campo Depletado	< 1.000	500 - 1.000	0,14 - 0,17	0,008 - 0,017
	1.000 - 2.000	500 - 1.000	0,10 - 0,30	0,010
	> 2.000	500 - 1.000	0,07 - 0,36	0,006 - 0,016
Aquífero	> 1.000	< 500	0,42 - 0,66	0,019
		500 - 1.000	0,22 - 0,42	0,006 - 0,020
		> 1.000	0,12 - 0,26	-
Caverna Salina	< 1.000	< 500	0,94	0,054 - 0,170
	1.000 - 2.000	-	0,49 - 0,62	-

Fonte: EPE, 2018.

A tabela 2 indica que o custo de investimento e de operação em campos depletados são, na média, inferiores para todas as profundidades, por outro lado, a caverna salina se apresenta como a de maior custo, podendo chegar a US\$ 0,94/m³ para profundidade inferior a 1000 metros. A estocagem em aquífero, com profundidade inferior a 1000 metros e com volume de gás útil de 500 milhões de metros cúbicos encontra-se no patamar da caverna salina de 1000-2000 metros. Logo, os projetos deverão considerar as várias características e a proximidade com o mercado consumidor, especialmente.

Apesar do alto investimento e da maturidade regulatória ainda limitada no Brasil, a estocagem pode ser viável, principalmente diante da necessidade de diversificar o abastecimento, dentre outros fatores.

A Lei do Gás 11909/2010 já previa a estocagem de gás natural subterrânea, mas sem os devidos detalhamentos.

A seção 6 tem como objetivo projetar os novos destinos do gás natural considerando premissas detalhadas na subseção metodologia.

6. Projeções para o setor de gás natural brasileiro

6.1 Metodologia das projeções

Os dados usados na metodologia contemplam 2020-2024 (anuais) e estatística básica. As projeções para o setor gasífero nacional têm como premissas:

- a) Crescimento médio da produção nacional de 4,7% (2020-2024);
- b) Crescimento médio do consumo da E&P e UPGN de 0,6% (2020-2024);
- c) Crescimento médio da queima de 6,6% (2020-2024);
- d) Oferta Nacional = Produção Nacional – queima – injeção – consumo E&P e UPGN;
- e) Crescimento da injeção iniciando em 2024 com 54% da produção nacional e terminando em 2036 com 30% (média máxima internacional).

A tabela 3 apresenta as taxas de crescimento das premissas a, b e c.

Tabela 3 – Crescimento (%) da produção, queima e consumo E&P + UPGN, 2020-2024

Período	Cresc. produção	Cresc. queima	Cresc. E&P+ UPGN
2021/2020	4,9%	0,3%	-4,6%
2022/2021	3,1%	3,0%	2,2%
2023/2022	8,7%	10,9%	5,2%
2024/2023	2,2%	12,2%	-0,5%
Cresc.médio 2020-2024	4,7%	6,6%	0,6%

Fonte: Elaboração própria com base em ANP (2024; 2025).

Os dados de 2020 a 2024 que somados as premissas de (a) a (e) resultaram nas projeções de 2025 a 2036, presentes na tabela 4.

Tabela 4 – Projeções para a produção nacional e taxa de injeção, 2020-2036

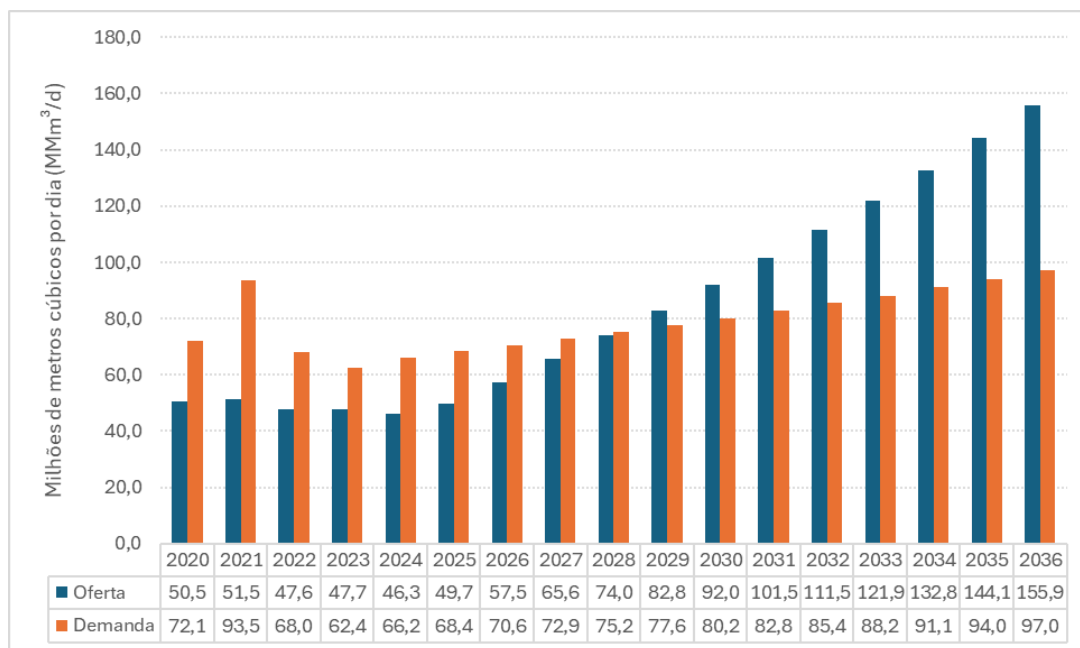
Projeção para o gás natural no Brasil (MMm ³ /d)						
Período	Oferta Nacional	Queima	E&P + UPGN	Injeção	Produção	% Injeção/Produção
2020	50,51	3,37	18,90	54,66	127,45	42,89%
2021	51,49	3,38	18,04	60,84	133,75	45,49%
2022	47,56	3,48	18,44	68,38	137,86	49,60%
2023	47,74	3,86	19,39	78,82	149,81	52,61%
2024	46,30	4,33	19,30	83,17	153,11	54,32%
2025	49,71	4,62	19,42	86,57	160,31	54,00%
2026	57,47	4,92	19,53	85,92	167,84	51,19%
2027	65,56	5,25	19,65	85,28	175,73	48,53%
2028	73,99	5,59	19,77	84,64	183,99	46,00%
2029	82,78	5,96	19,89	84,00	192,64	43,61%
2030	91,95	6,35	20,01	83,38	201,69	41,34%
2031	101,52	6,77	20,13	82,75	211,17	39,19%
2032	111,49	7,22	20,25	82,13	221,09	37,15%
2033	121,90	7,70	20,37	81,52	231,49	35,22%
2034	132,76	8,20	20,49	80,91	242,37	33,38%
2035	144,09	8,75	20,61	80,31	253,76	31,65%
2036	155,92	9,32	20,74	79,70	265,68	30,00%

Fonte: Elaboração dos autores com base em ANP (2024; 2025).

A tabela 4 mostra que haverá aumentos em todos os itens, porém o percentual de injeção sobre a produção cairá de 54,32% em 2024 para 30% em 2036, nos mesmos patamares internacionais.

Esse novo cenário permitirá traçar a oferta e a demanda nacionais. Segundo EPE (2024), a demanda deverá crescer 37,5% até 2034 (PODER 360, 2024). O gráfico 4 apresenta as projeções da oferta e demanda de gás natural de 2020 a 2036.

Gráfico 4 – Projeções para a oferta e demanda de gás natural (MMm³/d), 2020-2036



Fonte: Elaboração própria com base em ANP, 2025; EPE, 2024a.

O gráfico 4 indica que a projeção para a oferta nacional tem possibilidades de superar a demanda em 2029, quando a oferta registrará 82,8 MMm³/d e a demanda de 77,6 MMm³/d, ou seja uma diferença de 5,2 MMm³/d. Isso se deve a projeção da EPE (2024a) sobre o crescimento da demanda. A partir desse marco, o excedente de produção permitiria ao Brasil direcionar volumes adicionais ao mercado interno e externo.

7. Conclusão

A análise dos desdobramentos do Decreto nº 12.153/2024 evidencia um potencial de transformação profunda no mercado de gás natural brasileiro. A política de redução progressiva da reinjeção, articulada com o fortalecimento da infraestrutura de escoamento e investimentos em estocagem subterrânea, mostra-se como uma estratégia tecnicamente viável e economicamente vantajosa para corrigir desequilíbrios históricos no aproveitamento da produção nacional.

As projeções, com dados da ANP e EPE de 2020-2024, indicam que a relação injeção/produção sairá de 54% em 2024 para 30% em 2036, este último obedecendo os patamares internacionais.

O incremento na oferta doméstica permitirá atender o crescimento da demanda previsto pela EPE (2024) e gerar superávit a partir de 2029.

As projeções se viabilizarão caso as premissas sugeridas sejam seguidas pelo mercado. Adicionalmente, a estocagem subterrânea de gás natural atuaria como elemento complementar ao escoamento, amortecendo variações sazonais e aliviando pressões em dutos saturados, sobretudo nas regiões com gargalos estruturais.

Por fim, os resultados projetados neste trabalho indicam que, caso as medidas previstas no Decreto sejam efetivamente implementadas, o Brasil poderá não apenas reverter sua dependência de importações, mas se consolidar como um novo *player* exportador de gás natural no cenário energético global.

Referências bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP, 2024. País teve comercialização de mais de 130 bilhões de litros de combustíveis em 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt->

br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/pais-teve-comercializacao-de-mais-de-130-bilhoes-de-litros-de-combustiveis-em-2024. Acessado em: 15/03/2025.

ANP, 2025. Boletim de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural - Dezembro de 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-bicombustiveis/publicacoes-1/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/2024/12-boletim-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural-dezembro-de-2024.pdf/view>. Acessado em: 26/04/2025.

BATISTA, F.C.S.R.; BONE, R.B. (2024). Ociosidade: a realidade do transporte de gás natural do pré-sal brasileiro: rotas 1, 2 e 3. Disponível em: <https://www.even3.com.br/anais/saepro2024/994613-a-realidade-do-transporte-de-gas-natural-do-pre-sal-brasileiro--rotas-1-2-e-3> Acessado em: 11/8/2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE, 2018. Estocagem Subterrânea de Gás Natural. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-337/EPE,%202018%20-%20Estocagem%20Subterr%C3%A2nea%20de%20G%C3%A1s%20Natural.pdf>. Acessado em: 26/04/2025.

EPE, 2019. Terminais de Regaseificação de GNL no Brasil. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/terminais-de-regaseificacao-de-gnl-no-brasil-panorama-dos-principais-projetos> Acessado em: 11/8/2025.

EPE, 2024a. Plano Decenal de Expansão de Energia 2034. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2034>. Acessado em: 03/02/2025.

EPE, 2024b. Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte - PIG 2024. <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-gasodutos-de-transporte-pig-2024>. Acessado em: 27/07/2025.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME, 2024. Decreto no.12.153/2024. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/decretos/2024/decreto-n-12-153-2024.pdf/view> Acessado em: 26/04/2025.

PODER 360, 2024. Decreto do gás permite que ANP determine redução da reinjeção. Disponível em: <https://www.poder360.com.br/poder-energia/decreto-do-gas-permite-que-anp-determine-reducao-da-reinjecao/>. Acessado em: 03/02/2025.

UNIÃO NACIONAL DA BIOENERGIA – UDOP (2024). Reinjeção de gás natural atinge 58% e bate recorde no Brasil. Disponível em: <https://www.udop.com.br/noticia/2024/05/06/reinjecao-de-gas-natural-atinge-58-e-bate-recorde-no-brasil.html> Acessado em: 11/8/2025.