Firjan SENAI SESI

Perspectivas do Gás no Rio

2025-2026

PATROCINADOR:

MATTOS FILHO

JAN. 2026

Ficha Catalográfica

Perspectivas do gás no Rio 2025-2026 / Firjan SENAI SESI – 2026. – 8. ed.
– Rio de Janeiro: [s.n.], 2017-
v. : il. color.

Anual
Publicado até 2020 com o título: Perspectivas do Gás Natural no Rio de Janeiro.
Inclui bibliografia

1. Gás natural – Rio de Janeiro I. Firjan SENAI. II. Firjan SESI.

CDD 333.8233

Daisy Margareth Alcáçova de Sá Pimentel – CRB-7 nº 4217

Firjan SENAI SESI

Expediente

Firjan – Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro

Presidente
Luiz Césio Caetano
1º Vice-Presidente Firjan
Carlos Erane de Aguiar
2º Vice-Presidente Firjan
Henrique Antônio Nora Oliveira Lima Junior
1º Vice-Presidente CIRJ
Isadora Landau Remy
2º Vice-Presidente CIRJ
Antonio Carlos Vilela
Diretora de Gestão de Pessoas, Diversidade e Produtividade
Adriana Torres
Diretor Executivo SESI SENAI
Alexandre dos Reis
Diretora de Compliance e Jurídico
Gisela Pimenta Gadelha
Diretora de Finanças e Serviços Corporativos
Luciana Costa M. de Sá
Diretor de Competitividade Industrial, Inovação Empresarial e Comunicação Corporativa
Maurício Fontenelle Moreira
Diretor de Educação e Cultura
Vinícius Cardoso
Presidente do Conselho Empresarial de Petróleo e Gás
Emiliano Fernandes Lourenço Gomes

CONTEÚDO TÉCNICO

GERÊNCIA-GERAL DE PETRÓLEO, GÁS, ENERGIAS E NAVAL
Gerente-Geral de Petróleo, Gás, Energias e Naval
Karine Barbalho Fragoso de Sequeira
Gerente de Projetos
Thiago Valejo Rodrigues
Gerente de Cenários
Savio Bueno Guimarães Souza
Gerente de Relacionamento e Parcerias
Juliana de Castro Lattari
Equipe Técnica
Bernard Melo Campos
Carina de Souza Torres Faria
Carolina de Moraes Ribeiro
Fabio Zaccaro Scelza
Felipe da Cunha Siqueira
Guilherme de Castro Souza
Iva Xavier da Silva
Letícia Cristina Pereira C. Nascimento
Maria Eduarda Domingos de Menezes
Priscila Lima dos Santos Gomes
Pedro Rodrigues da Silva Neto
Raphaella de Morais Chagas
Wilson Koji Matsumoto

PROJETO GRÁFICO

GERÊNCIA-GERAL DE COMUNICAÇÃO
Gerente Geral de Reputação e Comunicação
Luiz Phillipe Steenhagen Blower
Gerente de Comunicação Corporativa e Eventos
Amanda Zarife
Gerente de Publicidade e Marca
Fernanda Marino
Coordenadora de Criação e Produção Audiovisual
Danielle Pascoalino
Equipe Técnica
Margareth Moreira
Sharlyne Dias

JAN. 2026

www.firjan.com.br
Av. Graça Aranha, 1, 12º andar
Centro, Rio de Janeiro
petroleo.gas@firjan.com.br

Colaboração Externa

BNDES
Chefe do Departamento de Gás, Petróleo, Navegação e Descarbonização
Elisa Salomão

CONSELHO DE USUÁRIOS DO SISTEMA DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL - CDU
Presidente
Sylvie D'Apote

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE
Diretora de Petróleo, Gás e Biocombustíveis
Heloísa Borges Esteves

INFIS CONSULTORIA
Sócio
Eduardo Pontes

MATTOS FILHO
Diretor de Energia
Bruno Chedid

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIAS - MME
Diretor do Departamento de Gás Natural
Marcelo Weydt

NATURGY
Diretora Institucional e de Comunicação
Fernanda Amaral

ORIGEM ENERGIA
Gerente Tributário
Rodrigo Novo

PETROBRAS
Diretora-executiva de Transição Energética
Angélica Laureano

RECEITA FEDERAL DO BRASIL
Auditor-fiscal
João Hamilton Hech

SINERGÁS
Sócio
Gabriel Kropsch

Sumário

LISTA DE SIGLAS 6

EDITORIAL 7

AGRADECIMENTOS 8

APRESENTAÇÃO 9

PERSPECTIVAS DO GÁS NO RIO 10

O gás natural como um vetor de desenvolvimento industrial a preços competitivos 11

TRIBUTAÇÃO 18

O novo regime tributário do gás 19

O futuro do ICMS na transição energética: como o Rio de Janeiro pode — ou não — se consolidar como hub do gás natural 21

REGULAÇÃO 25

Cinco anos da Nova Lei do Gás: avanços e próximos passos 26

O papel do Conselho de Usuários no setor de gás natural: novos paradigmas de engajamento setorial no contexto de mudanças regulatórias 30

Desafios e barreiras regulatórias para crescimento do mercado de gás no Rio de Janeiro .. 32

Planos de investimento em gás natural: estado da arte, cenários e transformação energética 36

INFRAESTRUTURA 39

Gás natural e biometano, combustíveis da transição brasileira 40

A modernização da rede de gás natural: o caminho para a competitividade e sustentabilidade do Rio de Janeiro 42

MODELOS DE NEGÓCIO 45

Acesso de terceiros interessados às infraestruturas essenciais 46

CGOB e a rastreabilidade do biometano: novas oportunidades 48

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 51

Lista de siglas

ABEGÁS – Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado

ABEP – Associação Brasileira de Empresas de Exploração e Produção de Petróleo e Gás

ABIOGÁS – Associação Brasileira do Biogás

ABPIB – Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás

ABRACE – Associação Brasileira de Grandes Consumidores de Energia e Consumidores Livres

ABRAGET – Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas

AGENERSA – Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

ALERJ – Assembleia Legislativa do Estado do Rio de Janeiro

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

ATGás – Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto

BRA – Base Regulatória de Ativos

Cade – Conselho Administrativo de Defesa Econômica

CAPET – Câmara de Política Econômica e Tarifária da AGENERSA

CBS – Contribuição social sobre Bens e Serviços

CdU – Conselho de Usuários do Sistema de Transporte de Gás Natural

CEG – Companhia Estadual de Gás do Rio de Janeiro

CGOB – Certificado de Garantia de Origem do Biometano

CMSGN – Comitê de Monitoramento do Setor de Gás Natural

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

CO_2 – Dióxido de Carbono

CUSD – Contrato de Uso do Sistema de Distribuição

CT-Gás – Câmara Técnica de Gás da ABAR

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

EUA – Estados Unidos da América

FIRJAN – Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro

GNC – Gás Natural Comprimido

GNL – Gás Natural Liquefeito

GN – Gás Natural

IBS – Imposto sobre Bens e Serviços

IPVA – Imposto Sobre Propriedade de Veículo Automotor

MDIC – Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços

MME – Ministério de Minas e Energia

m^3/dia – Metro cúbico por dia

Mm^3/dia – Mil metros cúbicos por dia

MMm^3/dia – Milhão de metros cúbicos por dia

NTS – Nova Transportadora do Sudeste S/A

POC – Plataforma de Oferta de Capacidade

SEENEMAR – Secretaria de Energia e Economia do Mar do Estado do Rio de Janeiro

SESI – Serviço Social da Indústria

SENAI – Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial

TAG – Transportadora Associada de Gás S/A

TBG – Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S/A

TCCs – Termos de Compromisso de Cessação

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

TUSD-E – Tarifa Específica para Uso do Sistema de Distribuição

UTE – Usina Termelétrica

Editorial

O novo marco legal do gás natural completa 5 anos em 2026. De lá para cá, a intensificação do debate regulatório e a evolução dos modelos de negócio vêm redesenhando a dinâmica desse mercado, criando oportunidades relevantes, mas também impondo desafios que exigem coordenação institucional, segurança jurídica e visão de longo prazo. O mercado de gás natural no Rio de Janeiro participa desse período de transformações profundas e estruturais.

A abertura do mercado de gás, impulsionada pela Nova Lei do Gás, marcou o início de um processo que vai muito além da ampliação do número de agentes. Trata-se de uma mudança estrutural que envolve a redefinição de competências regulatórias, a revisão de metodologias tarifárias, o fortalecimento do acesso às infraestruturas essenciais e a adaptação dos instrumentos contratuais e tributários a um ambiente mais competitivo. No Rio de Janeiro, essas transformações ganham ainda mais relevância diante do papel estratégico do estado como principal produtor nacional de gás natural e polo concentrador de infraestrutura de transporte, processamento e atendimento da cadeia produtiva.

Nesse contexto, temas como a harmonização regulatória entre os âmbitos federal e estadual, a consolidação de um mercado livre mais amplo, a previsibilidade tarifária, a governança do transporte e a modernização do regime tributário assumem centralidade na agenda setorial. A capacidade de endereçar esses desafios será determinante para que o mercado de gás cumpra seu papel na competitividade industrial e na segurança energética do país.

Ao mesmo tempo, o amadurecimento do mercado cria espaço para novas soluções e modelos de negócio. O fortalecimento da participação dos usuários nos processos regulatórios, a ampliação do acesso negociado às infraestruturas essenciais, o avanço da agenda de biogás e biometano e a perspectiva de novos projetos de produção e escoamento reforçam o caráter dinâmico e estratégico desse mercado. Para o Rio de Janeiro, trata-se de uma oportunidade ímpar que exige decisões bem fundamentadas e alinhadas aos objetivos de desenvolvimento econômico e industrial do estado, na construção de um futuro melhor para todos.

A Firjan acompanha de forma ativa e permanente esse processo de transformação. Atuamos no diálogo técnico com reguladores, formuladores de políticas públicas e agentes de mercado, defendendo um ambiente regulatório equilibrado, previsível e capaz de estimular investimentos, reduzir custos e ampliar a competitividade da indústria fluminense. Essa atuação se reflete no compromisso da instituição em produzir análises qualificadas e promover o debate construtivo sobre os rumos do mercado de gás, junto a seus agentes produtores e consumidores, reguladores e fiscalizadores.

A 8ª edição Perspectivas do Gás no Rio 2025-2026 reúne contribuições de diferentes elos da cadeia, oferecendo uma visão abrangente sobre os desafios regulatórios, tributários, de infraestrutura e de modelo de negócio que moldarão o mercado nos próximos anos. Ao apresentar essas análises, reafirmamos o papel do gás natural como vetor estratégico para a reindustrialização, a transição energética e o desenvolvimento sustentável do Rio. Somos parte da história que está sendo construída, e seguiremos contribuindo para um futuro de novas conquistas para a indústria.

Boa leitura.

Luiz Césio Caetano
Presidente da Firjan

Agradecimentos

A Firjan agradece profundamente a todos que contribuíram para a realização desta edição do Perspectivas do Gás no Rio 2025-2026, publicação que reflete o compromisso da instituição em oferecer análises qualificadas sobre o cenário atual e as transformações em curso no mercado de gás natural no estado do Rio de Janeiro. Este trabalho é fruto do esforço conjunto de instituições públicas e privadas que vêm atuando de forma técnica e colaborativa para o desenvolvimento do mercado.

Agradecemos ao **Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)** pelas contribuições relacionadas ao financiamento da infraestrutura de gás natural e biometano, bem como pela visão estratégica sobre o papel desses energéticos na transição energética e no desenvolvimento econômico do país.

Manifestamos nosso sincero reconhecimento ao **Conselho de Usuários do Sistema de Transporte de Gás Natural (CdU)** pela contribuição ao debate sobre governança, transparência e participação dos usuários no processo regulatório, reforçando o diálogo técnico entre carregadores, transportadores e o regulador.

Agradecemos ao **Mattos Filho** pelas contribuições jurídicas que aprofundam a análise dos desafios regulatórios, contratuais e institucionais associados à abertura do mercado de gás e à evolução do arcabouço legal do setor.

À **Empresa de Pesquisa Energética (EPE)**, registramos nosso agradecimento pelo fornecimento de análises técnicas e subsídios ao planejamento energético, fundamentais para a compreensão do papel do gás natural e da infraestrutura associada nos médio e longo prazos.

À **Infis Consultoria** e à **Origem Energia**, agradecemos pelas contribuições técnicas voltadas à análise econômica e regulatória do mercado, ampliando a compreensão sobre competitividade, formação de preços e atratividade de investimentos.

Ao **Ministério de Minas e Energia (MME)**, agradecemos a participação institucional e pelas reflexões sobre a formulação de políticas públicas e os esforços de harmonização regulatória no setor de gás natural.

À **Petrobras,** registramos nosso reconhecimento pelas contribuições relacionadas ao acesso às infraestruturas essenciais, à ampliação da oferta de gás natural e à integração do energético à agenda de transição energética.

À **Receita Federal do Brasil**, agradecemos pelas análises sobre o novo regime tributário do gás natural, especialmente no contexto da Reforma Tributária, trazendo maior clareza sobre desafios e oportunidades para a cadeia produtiva.

À **Sinergás**, agradecemos pelas contribuições voltadas ao debate sobre o Certificado de Garantia de Origem do Biometano (CGOB), abordando seus aspectos conceituais e sua relevância para a rastreabilidade, a credibilidade ambiental e o desenvolvimento do mercado de biometano no contexto da transição energética.

À **Naturgy**, registramos nosso agradecimento pelas contribuições ao debate sobre a distribuição de gás natural e o papel das concessionárias no contexto do mercado livre e da transição energética.

A todas essas instituições, nossos sinceros agradecimentos por tornarem possível a realização desta publicação e por contribuírem para o fortalecimento de um mercado de gás mais competitivo, seguro e alinhado aos objetivos de desenvolvimento econômico e energético do estado do Rio de Janeiro.

Apresentação

O mercado de gás natural no Rio de Janeiro vive um período de transformações estruturais, marcado pela abertura do mercado, pela evolução do arcabouço regulatório, pelas mudanças no regime tributário e pela crescente integração do gás à agenda de transição energética. Nesse contexto, o gás natural se consolida como vetor estratégico para a competitividade industrial, a segurança energética e o desenvolvimento econômico do estado, exigindo análises técnicas aprofundadas e uma visão integrada de longo prazo.

A 8ª edição do *Perspectivas do Gás no Rio 2025-2026* foi concebida com o objetivo de oferecer essa visão abrangente, reunindo contribuições de instituições públicas e privadas que atuam em diferentes elos da cadeia do gás natural. A publicação está estruturada em **quatro eixos centrais — Tributação, Regulação, Infraestrutura e Modelos de Negócio** — que refletem os principais pilares de transformação de um mercado alinhado às necessidades da indústria fluminense.

No eixo **Tributação**, a publicação analisa os impactos das transformações em curso no sistema tributário brasileiro sobre a cadeia do gás natural. A **Receita Federal do Brasil** apresenta uma avaliação técnica do novo regime tributário do gás no contexto da Reforma Tributária, abordando desafios, oportunidades e os efeitos da tributação monofásica e do Imposto Seletivo. Complementarmente, a **INFIS Consultoria** e a **Origem Energia** analisam a competitividade econômica do gás natural, a formação de preços e a atratividade de investimentos, com especial atenção ao papel do ICMS na consolidação do Rio de Janeiro como polo estratégico do mercado.

O eixo **Regulação** reúne contribuições voltadas ao aprimoramento institucional e à governança do mercado de gás. O **Ministério de Minas e Energia (MME)** traz a visão do poder público federal sobre a formulação de políticas e os esforços de harmonização regulatória, enquanto o **Conselho de Usuários do Sistema de Transporte de Gás Natural (CdU)** aprofunda o debate sobre transparência, participação dos usuários e fortalecimento do diálogo técnico entre carregadores, transportadores e o regulador. As análises jurídicas apresentadas pelo **Mattos Filho** complementam esse eixo, explorando os desafios regulatórios, contratuais e institucionais associados à abertura do mercado e à evolução do arcabouço legal do mercado.

No eixo **Infraestrutura**, a publicação aborda os elementos essenciais para a expansão e a segurança do suprimento de gás natural no estado. A **Empresa de Pesquisa Energética (EPE)** contribui com análises técnicas e subsídios ao planejamento energético, fundamentais para a compreensão dos cenários de oferta, demanda e investimentos nos médio e longo prazos. O **Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)** apresenta a perspectiva do financiamento da infraestrutura de gás natural e biometano, destacando o papel desses energéticos na transição energética e no desenvolvimento econômico. A **Petrobras** contribui com reflexões sobre o acesso às infraestruturas essenciais, a ampliação da oferta de gás natural e sua integração à agenda de descarbonização.

Por fim, o eixo **Modelos de Negócio** discute a evolução das dinâmicas comerciais do mercado de gás e as novas oportunidades abertas pela abertura do mercado. A **Naturgy** aborda o papel das concessionárias de distribuição no contexto do mercado livre e da transição energética, enquanto a **Sinergás** contribui para o debate sobre o Certificado de Garantia de Origem do Biometano (CGOB), destacando sua relevância para a rastreabilidade, a credibilidade ambiental e o desenvolvimento do mercado de biometano no Brasil.

Ao articular esses quatro eixos, o *Perspectivas do Gás no Rio 2025-2026* busca oferecer subsídios técnicos qualificados para o debate e para a tomada de decisão de formuladores de políticas públicas, reguladores, agentes de mercado e da indústria. Com esta publicação, a Firjan reafirma seu compromisso com a promoção de um mercado de gás natural mais competitivo, seguro e alinhado aos objetivos de desenvolvimento econômico e energético do estado do Rio de Janeiro.

Perspectivas do gás no Rio

O gás natural como um vetor de desenvolvimento industrial a preços competitivos

Elaborado por Firjan

Contexto

A busca por fontes de energia de reduzido impacto sobre o meio ambiente tem sido o norte das discussões atuais no que se refere ao cenário energético global. Por outro lado, sob a ótica daqueles que têm a responsabilidade de conjugar o planejamento energético ao desenvolvimento econômico, outros aspectos precisam ser colocados na balança, como a segurança energética, a maximização do aproveitamento de recursos disponíveis e a promoção das melhores condições competitivas de acesso à energia.

Por suas características e pela abundância de recursos no Brasil, em especial no Estado do Rio de Janeiro, o gás natural é a fonte que melhor se enquadra neste contexto, o que não significa a inexistência de desafios a serem superados para um maior aproveitamento deste potencial e melhoria em termos de custos para expansão do mercado demandante no país. Embora não seja o único entrave, o preço ao consumidor final é certamente uma das chaves para a expansão desse mercado no país. Apesar de competitivo frente a outras fontes de energia em muitas aplicações, ainda é possível avançar para que se alcance menores patamares de preços mais próximos aos observados em países com mercados mais maduros.

A formação dos preços do gás natural é dada pela soma do valor dos tributos, da molécula e das remunerações devidas aos agentes em cada etapa da cadeia do gás natural até que ele seja entregue ao consumidor final. Podemos considerar o seguinte fluxo para essa cadeia de valor: produção (molécula), escoamento da produção, processamento (UPGN), transporte e distribuição.

Viabilizar um maior volume de gás nacional não é uma questão simples, dado o elevado investimento em função do ambiente produtivo, já que a maior parte dos volumes disponíveis está no pré-sal e distante da costa; e também pelas características do próprio gás produzido, posto que parte dele tem alto teor de enxofre e de CO_2.

Por outro lado, embora alguns considerem o fato de termos uma produção de gás majoritariamente associada ao petróleo como uma condição desfavorável economicamente ao gás nacional, visto os investimentos adicionais em sistemas de tratamento e separação, não há como negar que o óleo agrega muito valor ao projeto de desenvolvimento de um campo e contribui positivamente para o retorno financeiro do projeto.

Além disso, dados da ANP sobre os poços produtores mostram que o gás natural do pré-sal é rico em frações de líquidos com alto valor agregado. Para os campos de Sul de Tupi e Búzios, temos parcelas de etano, propano, butano e outros hidrocarbonetos mais pesados entre 22-25%, o que também agrega bastante valor ao gás natural úmido produzido. Tudo isso contribui para viabilizar o gás nacional, apesar dos desafios.

Embora tenhamos uma produção de gás expressiva no país[1] - 156 mil m^3/dia segundo o último Boletim da ANP; reinjetamos 74 mil m^3/dia, já descontando o CO_2

[1] Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural ANP – Outubro de 2025

nestes cálculos, o que leva a um aproveitamento de pouco mais de 50% de um recurso energético e insumo industrial de suma importância para o país.
Notadamente, existem questões técnicas para justificar uma parte destes volumes reinjetados, como o aumento no fator de recuperação de óleo. Mas é preciso alinhar o país às melhores práticas internacionais em termos de reinjeção, de forma a auxiliar na elaboração de metas para o maior aproveitamento do nosso potencial produtivo e possível redução nos preços aos consumidores por meio de um "choque de oferta".
Nesse sentido, recentemente foi aprovada a Lei 15.269/2025, que entre outros dispositivos, delega ao CNPE a competência de definir limites de reinjeção nos novos contratos de concessão e partilha.
Um marco importante que precisa ser estudado tecnicamente e discutido com o mercado para aumentar a disponibilidade do gás sem prejudicar a produção do óleo.

Composição do preço do gás

A busca pela remuneração justa aos investimentos no E&P e nas infraestruturas associadas a entrega do gás ao mercado é o ponto-chave do equilíbrio entre expansão de investimentos de produtores e modicidade nos custos de consumidores. Por isso, é necessário buscar o ponto ótimo entre remuneração adequada e preços competitivos para expansão do mercado.
Para melhor entender essa questão, especialmente no estado do Rio de Janeiro, estimamos o peso de cada elo da cadeia na composição dos preços do gás natural ao consumidor industrial no Rio de Janeiro. Adotou-se como parâmetros os dados das tarifas da Naturgy para a CEG[2], os valores do contrato de fornecimento de gás para o período 2024-2032[3] entre Petrobras e CEG, os preços do gás da bacia de Santos referente às vendas entre produtores e comercializadores[4] e os preços na venda de gás processado na saída da UPGN, terminais de GNL e/ou ponto de recebimento ou entrega.
Este cálculo visa tentar compreender onde as ações na busca por melhores condições de mercado teriam mais impacto, embora deva-se frisar que a um cenário ideal é preciso considerar a otimização das operações e redução de custos em cada elo da cadeia.

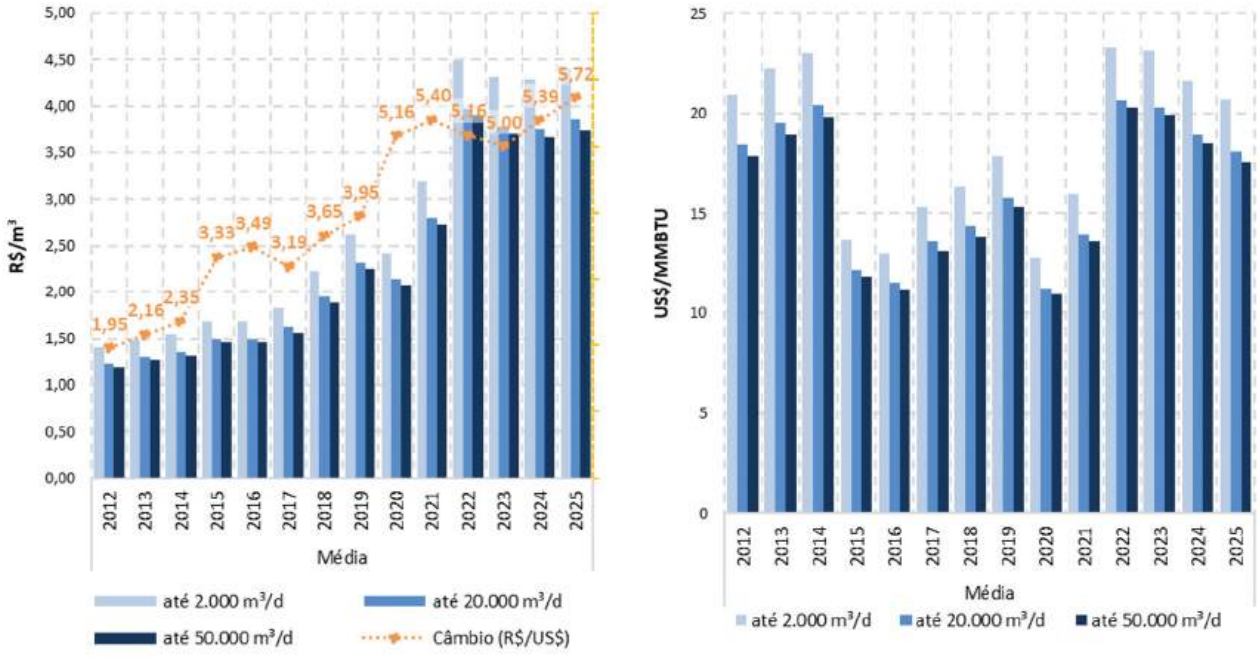
Adotando como referência a tarifa divulgada de R$ 3,8559/m^3 ou US$ 20,10/MMBTU aos consumidores industriais na faixa de consumo de 300.001 - 600.000 m^3/mês, o valor calculado para o contrato de gás natural representou 59% do total da tarifa, algo em torno de US$ 11,82/MMBTU, incluindo nesta parcela a molécula, o escoamento e o processamento.
Nesta simulação, identificamos também que a parte de transporte e distribuição de gás natural respondeu por uma parcela de 21% do preço final e a carga tributária respondeu por parcela semelhante, 20%. Ou seja, a cada 5% de redução no valor das etapas, espera-se o seguinte cenário de queda em cada etapa: 3% na molécula; 1% na movimentação e 1% dos tributos.
Diante deste cenário e com base na estrutura do mercado, temos uma série de possibilidades para redução dos preços do gás natural no Brasil, tornando-o ainda mais atrativo para os consumidores, em especial industriais. Reduzir os custos industriais tem reflexos ao longo de toda a economia, se traduzindo em maior solidez para as empresas, mais empregos e aumento no poder de compra das pessoas via aquecimento econômico e redução dos preços dos produtos.

[2] Vigência a partir de: 1 de agosto de 2025

[3] Contrato assinado em 30 de outubro de 2023

[4] Preços no mês de outubro de 2025

Gráfico 1 - Preços Médios do Gás Natural aos Consumidores Industriais por Faixa de Consumo



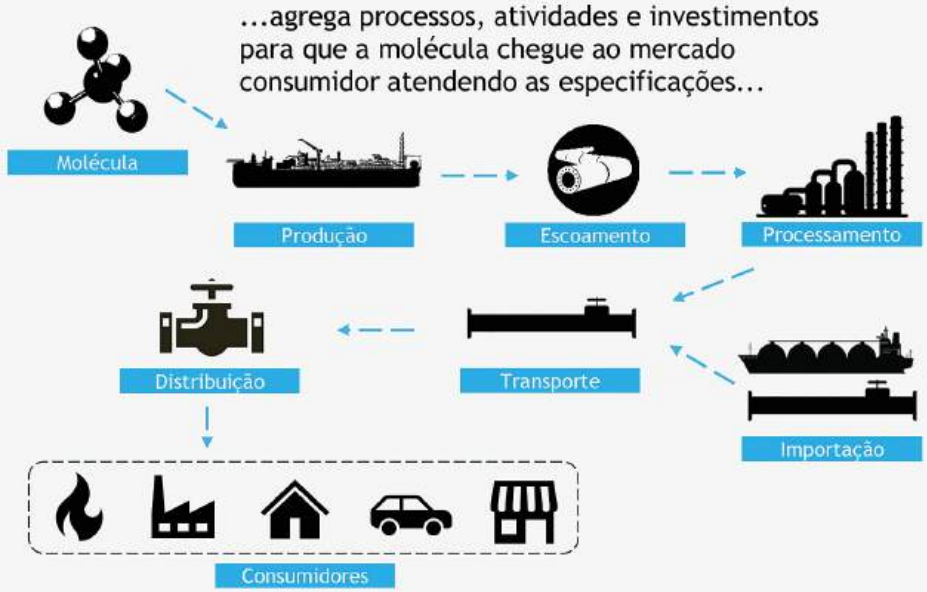
Fonte: Elaboração Firjan a partir de dados do MME, IPEADATA e BCB

Cadeia do Gás Natural

Firjan SENAI SESI

A cadeia do gás natural em cada um de seus elos...

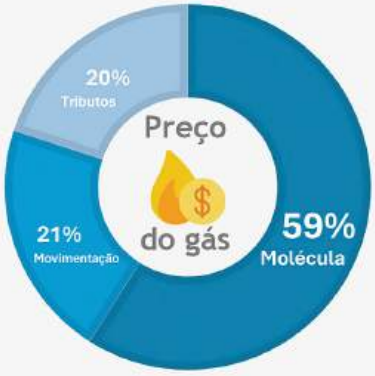
...agrega processos, atividades e investimentos para que a molécula chegue ao mercado consumidor atendendo as especificações...



... e necessitando remunerar os investimentos e operações em cada etapa desta cadeia

Composição de preço

Etapa	R$ / m³	%	US$/MMBTU
Preço Médio Industrial (20.000 m³/d)	**3,856**	**100%**	**20,10**
Preço Gás CEG	**2,267**	**59%**	**11,82**
Molécula	0,500	**13%**	2,60
Escoamento	0,386	**10%**	2,01
Processamento	1,381	**36%**	7,19
Transporte + Distribuição	**0,818**	**21%**	**4,26**
Tributos	**0,771**	**20%**	**4,01**



Fonte: Elaboração Firjan a partir de dados do MME, ANP, IPEADATA e BCB

O mercado livre de gás no Rio de Janeiro

No mercado de gás natural, tanto a distribuidora quanto o supridor (ou comercializador) contratam o serviço de transporte, mas em momentos e contextos diferentes, dependendo do modelo de mercado e do tipo de consumidor.

No modelo tradicional de mercado, a empresa distribuidora de gás canalizado é a responsável por contratar a capacidade de transporte junto às transportadoras (como TAG ou TBG) para garantir o suprimento de todos os seus clientes cativos (residenciais, GNV, comerciais e industriais que não são consumidores livres). A distribuidora atua como intermediária, comprando o gás do produtor/supridor e contratando o transporte até os seus pontos de entrega, de onde distribui para o consumidor final.

Com a abertura do mercado promovida pela Nova Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021), os grandes consumidores industriais (consumidores livres) ou os comercializadores de gás podem contratar diretamente a capacidade de transporte e o suprimento (compra da molécula) de forma independente.

Nesse cenário, o supridor/comercializador (ou o próprio consumidor livre) contrata a capacidade de entrada do gás no sistema de transporte (no ponto de produção ou terminal de GNL) e a capacidade de saída no ponto de entrega mais próximo da unidade industrial, negociando livremente as condições com as transportadoras por meio de chamadas públicas.

Portanto, a responsabilidade pela contratação do transporte depende do agente que está adquirindo o gás e o modelo de contratação (cativo ou livre).

Objeto de amplo debate no estado do Rio de Janeiro, a migração de consumidores para o mercado livre de gás natural também tem grande potencial para redução dos custos energéticos industriais. Porém, entraves têm dificultado este processo e deixado a indústria fluminense em condições menos competitivas em relação a outros estados cuja negociação da molécula diretamente com supridores é facilitada.

Embora dependa de uma série de variáveis, como indexadores contratuais do preço internacional do gás e condições de negociação contratual, existem cenários em que a indústria consiga obter uma redução de 5% a 8% no custo final do gás via migração, segundo dados da Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás).

Divergências relacionadas ao entendimento de qual o consumo mínimo diário que permita essa migração tem ocorrido. Pelo lado da concessionária, o contrato atual com a supridora também é tido por ela como um fator a ser ponderado para a migração sem onerar os demais consumidores cativos, por conta da quantidade diária contratada (QDC) estar próxima dos valores mínimos, em especial nos contratos da CEG-Rio.

Nesse sentido, o papel mediador da Agenersa e a receptividade da Petrobras em resolver este impasse precisam ser destacados. Conforme descrito no Parecer Técnico Agenersa/CAPET nº 325/2025, a Deliberação AGENERSA nº 4.936/2025, ratificou os volumes de 10 mil m^3/dia como mínimo para migração e a Petrobras formalizou sua disposição em permitir reduções nas QDC dos contratos de fornecimento firmados com a CEG e a CEG-Rio, desde que tal flexibilização respeite à manutenção de um volume mínimo agregado de 2,4 milhões m^3/dia, considerando o somatório de todos os contratos vigentes com ambas as distribuidoras.

Iniciativas pela redução do preço do gás

Para reduzir o preço do gás natural é fundamental estabelecer um ambiente regulatório que garanta segurança jurídica ao mercado e promova o seu desenvolvimento. Nesse sentido, o ano de 2025 foi marcado por um avanço expressivo na regulação desse mercado a nível de regulação estadual e federal. Em ambos os casos, a Firjan tem participado ativamente com contribuições que reflitam uma maior competitividade do gás natural para a indústria.

Órgão responsável por regular a distribuição de gás natural no estado do Rio de Janeiro, a Agência Reguladora de Energia e Saneamento (Agenersa) realizou algumas consultas públicas com potencial impacto nos custos finais do gás natural pela relação

dos temas abordados ao processo tarifário junto à concessionária, entre as quais destacamos:

- **Consulta Pública nº 02/2025 –** metodologia de cálculo da Taxa de Remuneração de Capital, que será aplicada na 5ª Revisão Quinquenal das tarifas das concessionárias de gás canalizado — CEG e CEG Rio;
- **Consulta Pública nº 03/2025 -** manutenção de uma estrutura tarifária diferenciada para o setor vidreiro no fornecimento de gás natural;
- **Consulta Pública nº 04/2025 –** padronização de metodologias que permitam uma correta leitura e apresentação dos fatores que compõem o custo do gás, os encargos aplicáveis e de que forma essa composição deve ser refletida na tarifa cobrada ao consumidor final.

Na regulação federal, a ANP promoveu uma série de consultas e audiências públicas relacionadas ao gás natural, com reflexos esperados na melhoria do ambiente de negócios deste mercado e nas tarifas que impactam o preço final aos consumidores. Destacam-se:

- **Consulta Prévia nº 1/2025** – coletar contribuições sobre a revisão da Resolução nº 15/2014, que regula a formação de tarifas de transporte de gás natural no Brasil. Posteriormente, a Agência lançou a **Consulta Pública nº 01/2025**, que buscou obter subsídios sobre uma minuta de resolução que pretende regulamentar as diretrizes, os procedimentos e os limites das características técnicas, como diâmetro, pressão e extensão, a serem considerados para a classificação de gasodutos de transporte.
- **Consulta Pública nº 02/2025 -** atualizar o valor do capital social mínimo integralizado exigido dos agentes regulados. As alterações de capital social mínimo têm impacto regulatório e competitivo em segmentos como transporte de gás por meio de gasodutos, pois afetam a capacidade de empresas atuarem no setor ao estabelecer requisitos de solvência e garantia financeira adequados às obrigações de operação.
- **Consulta Pública nº 03/2025 -** Plano Coordenado de Desenvolvimento do Sistema de Transporte de Gás Natural proposto pela ATGás. O plano em discussão buscou oferecer uma visão integrada e coordenada de expansão e integração da infraestrutura de transporte de gás natural no país, impactando demandas de mercado e sinergias entre diversos projetos de gasodutos.
- **Consulta Pública nº 05/2025** - colher subsídios sobre a minuta de resolução que visa modernizar a regulação vigente sobre tarifas de transporte de gás natural e formalizar o procedimento de aprovação das tarifas propostas pelos operadores de gasodutos de transporte.
- **Consulta Públicas nº 06/2025 -** regulamentação do acesso não discriminatório e negociado aos terminais de GNL e a minuta complementar sobre a regulação da resolução de conflitos relativos ao acesso de terceiros a infraestruturas essenciais (gasodutos de escoamento da produção, instalações de tratamento/processamento e terminais de GNL).
- **Consulta Pública nº 08/2025 -** obtenção de contribuições sobre as propostas tarifárias e as propostas de valoração da Base Regulatória de Ativos (BRA) das empresas reguladas no segmento de transporte para o novo ciclo tarifário 2026-2030.
- **Consulta Pública nº 12/2025** - obter contribuições sobre a atualização da metodologia e critérios utilizados para definir a taxa de retorno com base no Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC) aplicável ao ciclo regulatório 2026-2030.

Ao final de cada um destes processos, o que se espera é que tenhamos condições de mercado que possibilitem atrair novos investimentos, ampliar o acesso ao gás natural e fundamentalmente reduzir os preços aos consumidores, remunerando de maneira justa as infraestruturas e despesas operacionais associadas a cada agente ao longo da cadeia.

Também é importante destacar ações individualizadas de atores do mercado visando buscar condições mais adequadas para os consumidores, como a customização de contratos implementada pela Petrobras ao final de 2024 para fornecimento de volumes a partir de 2025, que promoveu uma combinação de 48 possibilidades, variando prazos, indexadores, locais de entrega do gás e compromissos de recebimento.

Outra questão que gera grande expectativa no mercado consumidor quanto aos impactos tarifários é a renovação da concessão da distribuição de gás natural no RJ. O governo do estado do Rio de Janeiro está em fase final de decisão sobre a concessão de distribuição, cujo contrato vence em 2027.

A Fundação Getúlio Vargas (FGV) está concluindo um estudo técnico para avaliar se renova o contrato por mais 20 anos com atualização contratual e compromissos de investimento ou se opta por abrir uma nova licitação, que precisaria ser lançada até 2027 caso a renovação não seja considerada vantajosa — a decisão levará em conta, entre outros aspectos, o impacto tarifário e os investimentos previstos.

Esse processo é fundamental para a manutenção da segurança de suprimento, ampliação dos investimentos nas malhas de distribuição, garantia do acesso ao mercado livre de consumidores industriais elegíveis, injeção do biometano na rede e redução tarifária de segmentos como o GNV – pleitos da indústria fluminense que buscam modicidade tarifária na distribuição de gás.

Conclusão

Diante desse diagnóstico, fica evidente que o gás natural passa por uma transformação das condições técnicas, econômicas e regulatórias para se consolidar como um vetor estratégico de desenvolvimento industrial e transição energética, em especial no estado do Rio de Janeiro.

A decomposição dos preços demonstra que há espaço concreto para ganhos de competitividade ao longo da cadeia, seja pela ampliação da oferta, pelo aprimoramento regulatório ou pela evolução do mercado livre, desde que preservada a remuneração adequada dos investimentos e a segurança jurídica dos contratos.

A combinação entre maior aproveitamento do gás nacional, modernização regulatória, estímulo à concorrência e decisões estruturantes — como a renovação da concessão da distribuição — será determinante para viabilizar preços mais competitivos, ampliar o consumo industrial, atrair investimentos e gerar efeitos positivos sobre emprego, renda e crescimento econômico no estado e no país.

Tributação

O novo regime tributário do gás

Elaborado por Receita Federal do Brasil

Simplificação, desafios e oportunidades para a cadeia produtiva

O gás sempre recebeu olhar diferenciado do ponto de vista tributário. A Constituição Federal prevê a imunidade do IPI em relação a derivados de petróleo, inclusive o gás. Para a Contribuição para o PIS/Pasep e a Cofins, há tratamento especial no âmbito do Programa Prioritário de Termoeletricidade, em que suas alíquotas são reduzidas a zero. Na importação de gás natural liquefeito, também há redução a zero das alíquotas dessas contribuições.

É preciso assinalar, entretanto, que este cenário está prestes a mudar radicalmente. Com o avançar da Reforma Tributária, o IPI, ressalvadas poucas exceções vinculadas à Zona Franca de Manaus, será extinto. A Contribuição para o PIS/Pasep e a Cofins igualmente deixarão de existir. E, nos âmbitos estadual e municipal, o ICMS e o ISS chegarão ao fim, ainda que de forma mais lenta, com fade-out até 2032.

Em contrapartida, serão criados o Imposto sobre Bens e Serviços (IBS) e a Contribuição Social sobre Bens e Serviços (CBS). O primeiro, compartilhado entre estados e municípios; a segunda, de competência exclusiva da União. Os dois novos tributos terão legislação a mais simétrica possível. Haverá imenso ganho de simplificação para o contribuinte, considerando que serão substituídas as 27 legislações do ICMS e as milhares de páginas de normas da Contribuição para o PIS/Pasep e da Cofins por duas leis complementares e duas regulamentações bastante semelhantes. Além disso, o Brasil terá tributos alinhados às guidelines da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), em modelo consensuado por mais de uma centena de países. Como critério-chave da nova tributação, adota-se o princípio do destino, substituindo a tributação na origem e suas inerentes mazelas, evidenciadas pela guerra fiscal e pela ineficiência econômica.

No setor de combustíveis, onde se insere o gás, o regime de tributação será especial, afastando-se da forma de apuração regular do IBS e da CBS. Em vez disso, será adotado o regime de monofasia, no qual apenas um elo da cadeia de produção e distribuição é tributado. Trata-se de característica apartada da lógica do IVA, que, como o próprio nome enfatiza, pretende tributar o valor agregado em cada etapa da cadeia.

Mas há uma razão bastante razoável para esse regime excepcional. O mercado de combustíveis fósseis no Brasil caracteriza-se por pequeno número de produtores e importadores, quantidade limitada de distribuidores relevantes e grande pulverização de varejistas. Diante desse cenário, revela-se muito mais eficiente tributar apenas o elo que produz ou importa, no qual se encontram poucos atores. Com a adequada calibração de alíquotas, obtém-se o mesmo resultado fiscal que seria alcançado tributando todos os intervenientes no mercado, além de otimizar a utilização de recursos humanos e tecnológicos do Fisco.

Não é de hoje que se conhece a forma de organização do mercado de combustíveis. Por isso, o sistema tributário atual já adota a tributação monofásica, como é o caso do PIS/Cofins na esfera federal. Contudo, tais contribuições trazem em seu bojo diversas imperfeições que contaminam essa forma de tributação. Deve-se ressaltar que esses problemas serão corrigidos na implementação dos novos tributos trazidos pela Reforma Tributária. Por exemplo, muitas vezes há dúvida em relação à possibilidade de creditamento pelos distribuidores e varejistas na aquisição de outros bens e serviços que não o próprio combustível. Essa insegurança se dissipa diante do claro regramento da CBS e do IBS quanto ao amplo direito a crédito. Não se pode deixar de mencionar também o infernal conceito de "insumo" que assombra tanto os contribuintes quanto

a própria Receita Federal. Hoje fonte de infindáveis discussões administrativas e judiciais, deixará de ter relevância na nova ordem tributária. Assim, para assegurar o crédito, não será necessário provar que o gás é insumo em determinado processo industrial. Uma vez destacados os tributos no documento fiscal, estes corresponderão aos créditos a que o adquirente terá direito, sendo despiciendo qualquer outro questionamento.

Importante ainda lembrar que a Reforma Tributária não se resume à criação do IBS e da CBS. Há mais um tributo nesta equação: o Imposto Seletivo. Ele surge na esteira do que muitos países vêm fazendo no contexto da preservação do meio ambiente e do incentivo a um estilo de vida mais saudável. Entre as incidências previstas para o Imposto Seletivo está a extração de bens minerais. No rol de bens alcançados encontra-se o gás natural, tanto no estado gasoso quanto liquefeito, que poderá ser tributado com alíquota de até 0,25%. Entretanto, se o gás natural for destinado à utilização como insumo em processo industrial ou como combustível para fins de transporte, essa alíquota será reduzida a zero.

O novo cenário tributário que se avizinha trará alguns desafios, principalmente no período de transição, mas, ao fim e ao cabo, representará uma melhoria sem precedentes na racionalidade, simplicidade e transparência da relação entre o contribuinte e o Fisco. O setor de gás também se beneficiará desse novo ambiente. Já hoje seu papel estratégico como alternativa energética menos poluente é reconhecido no tratamento tributário dispensado — e não será diferente em relação aos tributos vindouros. Além da desoneração do Imposto Seletivo vinculada ao seu uso como fonte de energia ou combustível, há também a previsão de cashback de 100% do valor pago da CBS e de 20% do IBS, o que mitigará a regressividade desses IVAs e tornará o gás mais acessível para as famílias de baixa renda.

Por fim, cumpre assinalar que muitos regimes tributários especiais chegarão ao fim com a Reforma Tributária. Entre os poucos que serão mantidos, encontra-se o Regime Aduaneiro Especial Aplicável ao Setor de Petróleo e Gás (Repetro). O papel desse regime é fundamental na viabilização da exploração de petróleo e gás. Outros países produtores de combustíveis fósseis adotam regimes tributários semelhantes. Assim, resta preservada a capacidade do país de explorar as reservas que vierem a ser descobertas, o que se constitui em medida estratégica para assegurar o fornecimento de gás às gerações futuras.

O futuro do ICMS na transição energética: como o Rio de Janeiro pode — ou não — se consolidar como hub do gás natural

Elaborado por INFIS Consultoria e Origem Energia

A transição energética brasileira avança em meio à expansão da oferta do pré-sal, ao crescimento de agentes do mercado livre e ao reposicionamento do gás natural como insumo para a descarbonização e a reindustrialização. No centro desse movimento está o Rio de Janeiro, maior produtor do país e estado com a infraestrutura mais robusta de escoamento, processamento e regaseificação. Mas há um elemento que pode definir o futuro desse protagonismo: a política fiscal, especialmente o ICMS e seus regimes especiais no período que antecede a transição para o IBS.

Um mercado em transformação — mas que exige competitividade tributária

A trajetória recente do setor coloca o gás natural em uma posição estratégica: substitui combustíveis mais intensivos em carbono, viabiliza térmicas flexíveis, ou seja, de acionamento rápido, essenciais à segurança energética, além de um preponderante papel como insumo industrial. Entretanto, esse potencial só se concretiza onde o custo total — regulatório, tarifário e tributário — é competitivo.

Diferentemente do petróleo, cujo escoamento está geograficamente amarrado, o gás possui maior mobilidade comercial. Isso torna os incentivos fiscais um fator decisivo na atração de consumidores livres, indústrias e projetos termoelétricos. Estados com políticas agressivas de ICMS podem atrair parte da demanda que, de outro modo, passaria pelo Rio de Janeiro.

Nas gestões mais recentes, o Rio de Janeiro implementou uma série de medidas legislativas e regulamentares para usar o ICMS como ferramenta de política energética, visando posicionar-se como um hub integrado de gás. As ações mais relevantes são:

1. Novo tratamento tributário especial para empresas ou consórcios responsáveis por usinas térmicas independentes a gás natural, prevendo: (i) isenção de ICMS na aquisição interna e importação de gás natural (mesmo liquefeito), desde que usado na geração elétrica[1]; (ii) prazo de isenção vinculado ao contrato de leilão de energia, com limite até 31 de dezembro de 2032, conforme a Lei Complementar nº 160/2017 e o Convênio ICMS nº 190/2017[2].
2. Inclusão do biogás e o biometano na base de cálculo tributária reduzida, fixando uma carga tributária efetiva de 12% para saídas internas desses gases[3]. Esse dispositivo reforça que o RJ quer estimular também o gás renovável, não apenas o gás fóssil.
3. Alteração da exigência da "nota fiscal/conta de fornecimento de gás" como documento fiscal específico, obrigando o uso de NF-e (nota fiscal eletrônica) para operações de gás natural no estado[4]. Essa padronização simplifica obrigações acessórias e aumenta a eficiência administrativa para empresas do setor.

[1] Lei nº 10.456, de 16 de julho de 2024, art. 3, I-II.

[2] Lei nº 10.456/2024, parágrafo único, combinada com Lei Complementar nº 160/2017 e Convênio ICMS nº 190/2017.

[3] Decreto nº 48.972, de 22 de fevereiro de 2024, altera o RICMS-RJ para base de cálculo reduzida de 12% para gás, biogás e biometano.

[4] Decreto nº 49.116, de 29 de maio de 2024, suprime a "nota fiscal/conta de fornecimento de gás" do regulamento, obrigando NF-e.

4. Concessão de crédito outorgado de ICMS para investimento em infraestrutura de distribuição de energia elétrica no RJ[5]. Embora seu foco principal não seja o gás, esse tipo de incentivo para infraestrutura energética pode favorecer projetos híbridos (gás + rede elétrica) e criar sinergias para o hub fluminense.
5. Contudo, em franca contramão, temos o Projeto de Lei do "tarifaço fluminense". Este que visa a redução de benefícios fiscais através da revisão do FOT ICMS, se aprovado tal como a proposta do governo, os principais produtores/carregadores de gás natural seguiriam tendo um ICMS de 12% (venda interestadual) e o estado do Rio de Janeiro deixaria de ter os atuais 12% de ICMS para venda interna incentivada (redução de base de cálculo). Em outras palavras, se de um lado impor aumento de arrecadação via FOT sobre o benefício do GN não retira o Rio de Janeiro como um dos principais consumidores, de outro poderá impulsionar os fornecedores a utilizarem estruturas de venda interestaduais (até mesmo para gás produzido no Rio de Janeiro, mas que pode ser escoado via São Paulo) com consequente redução da atual arrecadação do Estado nesta operação.

Essas medidas têm objetivos claros: as quatro primeiras focadas em atrair projetos de geração a gás, investimentos relevantes, projetando o ICMS como mecanismo de política pública de longo prazo, não apenas como imposto. Contudo, a última, por uma simples pressão arrecadatória, pode "desabastecer" a acertada construção de incentivos a esta tão relevante matriz energética.

Oportunidades, riscos e desafios para o Rio de Janeiro

Oportunidades

- **Competitividade para térmicas a gás:** com isenção ou tratamento especial, usinas novas podem ter custo tributário menor, fortalecendo o apelo do RJ para investidores de PPAs (Power Purchase Agreements). Os projetos térmicos são disputados e vencidos pelo menor custo unitário de produção e as eventuais ineficiências do ICMS são um importante fator de custo a neutralizar;
- **Indústria atraída por gás barato:** empresas eletrointensivas ou químicas que utilizam gás podem se instalar ou expandir no estado se o custo da molécula for favorável;
- **Desenvolvimento de biogás/biometano:** a alíquota reduzida de 12% institucionalizada no RICMS estimula projetos verdes que podem se integrar com a infraestrutura existente de gás. Isto resulta numa transição energética orgânica, aumentando a eficiência dos projetos a partir da possibilidade de uso de gás de fontes renováveis.

Riscos

- **Competição interestadual intensa:** se outros estados oferecerem incentivos ainda mais agressivos (ou regimes mais estáveis), o RJ pode perder investimentos.
- **Limitação pela transição para o IBS:** à medida que o ICMS é substituído pelo IBS (até 2033), o espaço para políticas tributárias estaduais pode se reduzir, exigindo que os incentivos sejam bem projetados agora. Em complemento, não há que se falar em redução dos benefícios atuais para indústrias estruturantes como a do gás, simplesmente por projetar um aumento na arrecadação atual para incrementar a transição/repartição de receitas do IBS para o Estado.

[5] Decreto nº 49.386, de 14 de novembro de 2024, crédito outorgado para investimento na rede elétrica, vinculado a Convênio ICMS nº 133/2023.

- **Incerteza na fruição dos regimes especiais:** para as empresas, é essencial que os benefícios anunciados (isenção, crédito, diferimento) sejam duradouros e com regras claras para evitar riscos regulatórios. Importante a referência temporal que o ciclo de investimento numa termoelétrica é de 3 a 7 anos ("CAPEX"), ou seja, apenas a implantação de novos projetos a partir de agora já supera temporalmente o desafiante período de transição dos regimes tributários (ICMS para IBS);
- **Desalinhamento entre política energética e fiscal:** se os incentivos não forem integrados a uma estratégia de transição energética mais ampla e saneamento de lacunas regulatórias, o impacto pode ser ineficaz.

De olho nas políticas vizinhas

A disputa interestadual por investimentos no setor de gás natural já se consolidou como um fenômeno estrutural no país. Hoje, a competição se dá no ponto mais sensível da equação econômica do gás: a carga tributária incidente sobre o consumo industrial e sobre os novos projetos de infraestrutura, que determinam onde grandes consumidores se instalarão e por onde a molécula circulará no mercado livre.

Espírito Santo e Minas Gerais, em particular, vêm adotando políticas fiscais que tornam o custo final do gás significativamente mais competitivo, influenciando diretamente a localização de indústrias, comercializadores, consumidores livres e investimentos logísticos.

No Espírito Santo, há um movimento explícito para posicionar o gás natural como vetor de atração industrial. A política fiscal recente reduziu de forma escalonada a alíquota de ICMS para consumo industrial, que chegou a 12% em 2025, considerada uma das menores do país[6]. Essa medida se soma à estratégia mais ampla do programa "ES Mais Gás", que visa ampliar demanda, incentivar novas conexões industriais e fomentar projetos de infraestrutura e expansão de rede.

Minas Gerais, por sua vez, evolui seu arcabouço tributário e regulatório com foco na expansão da infraestrutura e no estímulo ao consumo industrial. Normas recentes vêm reduzindo a base de cálculo do ICMS para operações internas de gás natural, e a política tarifária da GASMIG oferece condições competitivas a indústrias dos setores siderúrgico, petroquímico e mineral.

Outros estados também têm estratégias semelhantes. A Bahia mantém alíquotas de ICMS competitivas para consumo industrial, combinando incentivos regionais para cadeias produtivas intensivas em energia. São Paulo já utiliza há anos mecanismos de redução de base de cálculo e regimes especiais para consumidores industriais, o que garante preços finais mais estáveis para clientes livres conectados à rede paulista. Apesar de ao final de 2024 ter flertado com a possibilidade de fim deste benefício de redução de base de cálculo de ICMS para vendas internas, sofreu forte rejeição da indústria local e acabou por renovar o incentivo.

Em conjunto, essas iniciativas revelam que a competição interestadual pelo gás natural está hoje diretamente vinculada à atração de indústrias, expansão da infraestrutura e consolidação do mercado livre. Estados que conseguem alinhar incentivos de ICMS, tarifas de distribuição competitivas e segurança jurídica tornam-se polos naturais de investimento.

Para o Rio de Janeiro, isso significa que sua vantagem estrutural — baseada na produção e na presença de terminais — já não é garantia de liderança. Sem um arcabouço fiscal robusto, moderno e orientado à expansão industrial, o estado corre o risco de ver sua centralidade escoar para outras regiões que oferecem melhores condições econômicas para o consumidor final e para a implantação de projetos. A conclusão é clara: infraestrutura é um ativo estratégico, mas competitividade fiscal é o que pode definir aonde o investimento finalmente chega.

Do ponto de vista das políticas fiscais direcionadas

[6] Lei nº 11.997/2023

ao setor, ainda é possível melhorar as parcerias público-privadas através de incentivos para atrair consórcios, usinas e terminais que integrem produção, regaseificação e geração distribuída. Neste ponto, é fundamental alinhar os incentivos fiscais com as metas climáticas, a matriz elétrica e os planos de desenvolvimento do estado para consolidar uma visão estratégica de hub.

Conclusão

O Rio de Janeiro possui vantagens naturais e estruturais para liderar o mercado de gás no Brasil, mas este mercado tem se integrado e flexibilizado ao ponto em que o sucesso Carioca depende agora de políticas fiscais ambiciosas e bem desenhadas. As medidas recentes demonstram que o estado está investindo em regulação tributária como vetor de desenvolvimento — mas isso não basta.

Assim, para transformar as oportunidades em resultados concretos, o Rio de Janeiro ainda precisa avançar mais em um arcabouço legislativo mais harmonizado com uma política coesa para o gás natural, térmicas, biogás e geração. Além disso, garantir estabilidade jurídica, assegurando que os regimes especiais (isenção, crédito, diferimento) sejam previsíveis por períodos compatíveis com os ciclos de investimento do setor.

O momento para definir esse futuro é agora. Políticas tributárias bem calibradas podem fazer do Rio de Janeiro um motor da nova economia do gás — ou transformá-lo em espectador de sua própria transição.

Regulação

Cinco anos da Nova Lei do Gás: avanços e próximos passos

Elaborado por Ministério de Minas e Energia (MME)

O mercado de gás natural no Brasil atravessa um momento definidor. Ao completarmos cinco anos da sanção da **Nova Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021)**, o sentimento do Ministério de Minas e Energia é de transição que deveria se dar a passos mais largos: saímos de um modelo de monopólio verticalizado no setor de gás natural para um desenho de mercado aberto, mas ainda buscamos a competitividade plena entre os produtores nacionais e importadores e a redução dos custos da cadeia de abastecimento em prol do desenvolvimento da indústria e da economia nacional.

A Lei Nacional proporcionou diversos avanços no setor: a mudança do regime de **concessão para autorização** na construção de gasodutos; a garantia de acesso de terceiros às infraestruturas essenciais (escoamento, unidades de processamento e terminais de GNL); a impossibilidade de verticalização da atividade de transporte dutoviário; a vedação de escolha de membros do conselho de administração ou da diretoria ou de representante legal de empresas ou consórcio de empresas que atuem ou exerçam funções nas atividades concorrenciais de ter acesso a informações concorrencialmente sensíveis ou exercer o poder para designar ou o direito a voto para eleger membros da diretoria comercial, de suprimento ou representante legal de concessionárias de gás canalizado, a migração do consumidor livre, a harmonização regulatória atribuída a União, bem como atribuiu à ANP a competência para adoção de mecanismos de desconcentração de oferta, todas estas ações em prol da concorrência, da atração de investimentos e da redução dos preços aos consumidores.

Em 2023, o governo federal, liderado pelo Ministério de Minas e Energia, realizou novo diagnóstico no setor por meio do Programa Gás para Empregar, instituído pela Resolução CNPE nº 01/2023.

O grupo de trabalho apresentou objetivamente os custos da cadeia de abastecimento de gás natural e constatou que o energético é produzido a preços altamente competitivos nos campos de petróleo e gás natural. Entretanto, os valores cobrados pelo acesso ao sistema de escoamento, de processamento, de transporte e do serviço local de gás canalizado inviabilizam a oferta a preços competitivos aos consumidores.

Se os produtores nacionais venderem o gás natural rico a US$ 0,00 o milhão de BTU na saída da unidade de produção "na cabeça do poço", o preço desse energético chega a aproximadamente US$ 13,00 o milhão de BTU no consumidor industrial, corroendo a competitividade da indústria nacional.

Além disso, fatores como a alta reinjeção de gás nos campos de pré-sal, atraso nos projetos de exploração, de produção e de infraestruturas de escoamento e de processamento, a falta de transparência na remuneração das infraestruturas da cadeia do gás natural (escoamento, processamento, transporte e serviço local) são fatores que elevam os preços percebidos pelos consumidores, comportamentos que devem ser amplamente combatidos pelos agentes da cadeia, pelos órgãos setoriais, pelos governos federal e estaduais e pelos consumidores, quem paga essa conta.

O ponto-chave a ser alcançado é a oferta razoavelmente maior do que a demanda, a remuneração adequada das infraestruturas nacionais em prol da modicidade tarifária e da atração de novos investimentos e eficiência no setor.

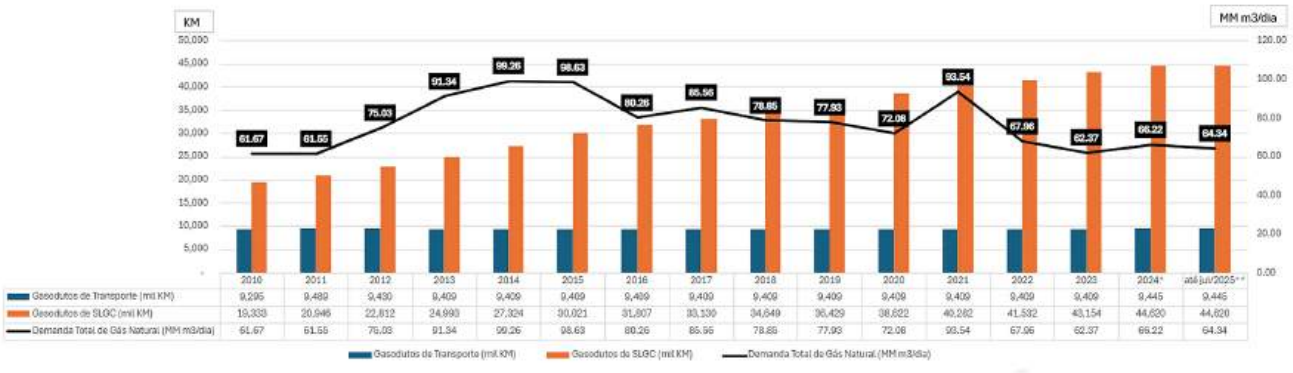
Em relação à eficiência das infraestruturas nacionais, a tabela a seguir compila dois dados constante no Anuário Estatístico da ANP: a capacidade das instalações de processamento e, consecutivamente, dos respectivos gasodutos de escoamento da produção, que atingem uma capacidade total de aproximadamente 110 milhões de m^3/dia e uma utilização efetiva de apenas 50,2 milhões de m^3/dia. Uma ociosidade de 54% que impacta os preços percebidos pelos consumidores!

Polos produtores	Município (UF)	Início da operação	Capacidade nominal (mil m³/dia)	Processamento de Gás Natural Rico (mil m³/dia)	Fator de Utilização (%)
Total			109.650	50.245,77	46%
Urucu	Coari (AM)	1993	12.200	11.475	94%
Lubnor	Fortaleza (CE)	1987	350	0	0%
3R Potiguar	Guamaré (RN)	1985	5.700	908	16%
Origem Energia	Pilar (AL)	2003	1.800	1.239	69%
Alvopetro	Mata de São João (BA)	2020	500	299	60%
Petrorecôncavo	Mata de São João (BA)	2024	400	63	16%
Catu	Pojuca (BA)	2022	2.000	1.655	84%
Estação Vandemir Ferreira	São Francisco do Conde (BA)	2007	6.000	373	6%
Cacimbas	Linhares (ES)	2008	18.100	2.251	12%
Sul Capixaba	Anchieta (ES)	2010	2.500	37	1%
Cabiúnas	Macaé (RJ)	1987	24.600	19.565	80%
Complexo Boaventura	Itaboraí (RJ)	2025	10.500	238	2%
Reduc	Duque de Caxias (RJ)	1983	5.000	682	14%
Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	2011	20.000	11.411	57%

Fonte: ANP/SPC, conforme a Resolução ANP nº 852/2021.
[1] Volume no estado gasoso

Em relação aos dutos de transporte e do serviço local de gás canalizado, o gráfico abaixo apresenta a expansão das redes e a demanda média observada ao longo dos últimos 15 anos, dados constantes no Boletim de Gás Natural publicado mensalmente pelo MME.

Gráfico 2 - Demanda Total de Gás Natural Nacional vs Extensão de Gasodutos de Serviço Local e Transporte



É certo que os gasodutos de transporte não expandiram e alguns trechos estão com restrições de fluxos, mas estão dimensionados para atender o pico de demanda observado em 2014 (99,26 milhões de m^3/dia), com aproximadamente 9.409 km de extensão.

Em contrapartida, o mesmo não foi observado no serviço local de gás canalizado, que expandiu de 20 para 45 mil quilômetros entre 2010 e 2025. Entretanto, a demanda de utilização dos sistemas reduziu de 99,26 milhões de m^3/dia (média observada em 2014) para 64,34 milhões de m^3/dia (média observada até julho de 2025), fator que se reverte no aumento tarifário aprovado pelo poder público local, em detrimento do crescimento econômico do próprio estado, que poderia ser impulsionado pelo desenvolvimento industrial local.

Assim, as expansões ineficientes das infraestruturas nacionais (principal elemento de impacto ao preço observado pelo consumidor) devem ser combatidas e reprimidas pelo poder público local e nacional, pois investimentos ineficientes em infraestruturas achatam a possibilidade de crescimento econômico local.

Com o diagnóstico apontado acima, o Governo Federal publicou o Decreto nº 12.153/2024 que instituiu o Comitê de Monitoramento do Setor de Gás Natural (em busca de promover governança setorial) e o Plano Nacional de Infraestruturas de Gás Natural e de Biometano, além de regulamentar a lei nacional com comandos claros e objetivos.

A implementação sinérgica do novo marco setorial nacional pelas Agências Reguladoras (nacional e estaduais) é um passo essencial para que novos comercializadores "entrem no jogo", aumentando a diversidade de oferta, e ocorra a diversidade da demanda, com a migração dos consumidores livres, pois as legislações setoriais trouxeram as ferramentas adequadas para eliminar as exclusividades históricas do setor.

Nestes cinco anos, vimos a consolidação de projetos estruturantes no estado do Rio de Janeiro, como exemplo recente, a entrada em operação do **Complexo de Energias Boaventura** (antigo Comperj) e a Rota 3. Surge uma oportunidade para nortear as estratégias de reindustrialização, de transição energética e de desenvolvimento econômico dos estados.

Nos últimos dois anos observamos outro avanço histórico: fortalecimento do diálogo entre a regulação federal (ANP) e as agências estaduais (como a Agenersa, no RJ), promovido pelo Ministério de Minas e Energia.

A definição do **Consumidor Livre** e a criação de marcos regulatórios estaduais mais modernos pela Agenersa permitiram que grandes indústrias pudessem comprar gás diretamente de produtores ou comercializadores, buscando preços mais competitivos do que no mercado cativo.

Assim, até o ano de 2025, os resultados iniciais da abertura de mercado têm sido observados na prática no estado do Rio de Janeiro, fruto da atuação enérgica da Agenersa, da Secretaria de Estado, da ANP, da EPE e do MME: diversidade de ofertantes de gás natural nacional e de gás natural importado da Bolívia e da Argentina, aumento do número de consumidores livres, revelação de preços, preços de gás natural no curto prazo menores do que os preços de longo prazo, redução de custos e arbitragem pelos consumidores.

Apesar da abertura do mercado e de todos os avanços, o preço do gás para a indústria brasileira e fluminense ainda é um dos mais altos do mundo, o que impede o desenvolvimento econômico do estado.

Todo o avanço no setor de gás natural nesses cinco anos nos impulsionam para um futuro próximo que poderemos observar o aumento da concorrência entre os produtores nacionais e importadores e a redução dos custos sistêmicos da cadeia de abastecimento, inclusive da redução das margens do serviço local de gás canalizado, serviço este prestado pelos estados.

Com a redução dos preços de gás natural no estado do Rio poderemos observar a retomada da competitividade da indústria fluminense e da redução dos custos de GNV para motoristas de aplicativos e para a famílias fluminense, motor essencial para o desenvolvimento econômico do Estado.

Para que a Nova Lei do Gás entregue todo o seu potencial nos próximos anos, é necessário o fortalecimento das agências reguladoras e compromisso dos governos (nacional e estaduais) com a ampla colaboração e compreensão dos agentes do setor.

A nível da União, a ANP precisa atuar fortemente no aumento da oferta (seja gás natural, seja gás natural importado). Para tal, primeiramente precisa regulamentar o acesso de terceiros aos sistemas de escoamento, processamento e de terminais de GNL: a regulamentação do acesso aumentará a segurança jurídica e promoverá redução de custos para os produtores de gás natural nacional acessarem o mercado nacional, custos estes que são refletidos nos preços dos consumidores.

Com a regulamentação das regras de acesso pela ANP, o gás natural deixa de ser elemento de custo pela reinjeção e passa a ser receita pela comercialização, fator altamente benéfico para o agente produtor, para a União e para o estado do Rio de Janeiro, sendo este um dos mecanismos que mais incentiva o aproveitamento do gás associado ao petróleo, aumentando a oferta interna e a concorrência na oferta deste energético.

Em relação ao transporte dutoviário, é essencial que a ANP finalize a revisão tarifária e promova também a revisão prévia dos contratos legados que estão por vencer nos próximos anos, conforme estabelecido na lei setorial. A modicidade tarifária e a devida receita a ser auferida pelos transportadores dutoviários, seja pelos contratos legados ou não, devem ser objeto a ser perseguido pela Agência Nacional.

A nível estadual, é essencial que a Secretarias de estado e as Agências Estaduais, no caso do Rio de Janeiro a Seenemar e a Agenersa, atuem conjuntamente com as concessionárias estaduais para adotarem os devidos ajustes indicados pelo Conselho Nacional de Política Energética na Res. CNPE 03/2022, que endereça ações a nível nacional quanto ao serviço local de gás canalizado, com comandos objetivos para que os estados adotem reformas e medidas estruturantes na prestação de serviço de gás canalizado, incluído eventual aditivo aos contratos de concessão, de forma a refletir boas práticas regulatórias (recomendadas pela ANP), promover a transparência da metodologia de cálculo tarifário e na definição dos componentes da tarifa; adotarem metodologia tarifária que dê os corretos incentivos econômicos aos investimentos e à operação eficiente das redes e promover a efetiva separação entre as atividades de comercialização e de prestação de serviços de rede, entre outros.

Assim, a devida remuneração dos investimentos incorridos e a aprovação dos investimentos estritamente necessários nas infraestruturas nacionais (pela ANP nas instalações nacionais e pela Secretaria de Estado e pela Agenersa no serviço local) são passos primordiais para reduzir efetivamente os custos da cadeia, com a devida remuneração dos investimentos efetivados no setor, que se refletem nos preços percebidos pelos consumidores, em prol do desenvolvimento das indústrias locais e do desenvolvimento econômico do estado Fluminense.

Por fim, a Harmonização regulatória é outro passo essencial de curto prazo para aumentar a segurança jurídica no setor e a demanda por gás natural pelos consumidores locais, cujos trabalhos se iniciarão em 2026, por meio da assinatura do Pacto de Harmonização com os estados interessados em promover o desenvolvimento econômico local.

É certo que o caminho a ser trilhado no setor de gás natural e biometano é amplo e desafiador e precisa ser um compromisso a ser perseguido pelos agentes do setor, consumidores e principalmente pelos poderes públicos locais e nacional.

Com a implementação das ações acima no ano de 2026 pelo governo federal e pelo governo do Rio de Janeiro, certamente alavancaremos os efeitos positivos para que o estado fluminense lidere a neoindustrialização do Brasil e alcance o desenvolvimento econômico local.

A lei nos deu o mapa; agora, precisamos de velocidade e compromisso na devida execução.

O papel do Conselho de Usuários no setor de gás natural: novos paradigmas de engajamento setorial no contexto de mudanças regulatórias

Elaborado por Conselho de Usuários do Sistema de Transporte de Gás Natural - CDU

Em um contexto de abertura de mercado, multiplicação de agentes e dinamização exponencial das relações contratuais entre estes agentes, a atuação em prol do desenvolvimento sustentável do mercado de gás natural torna-se cada vez mais complexa e exige maior capacidade técnica e institucional de todos os agentes envolvidos.

Nesse cenário, a criação, em 2023, do Conselho de Usuários do sistema de transporte de gás natural no Brasil ("CdU" ou "Conselho"), prevista na Lei nº 14.134/2021[1] (Nova Lei do Gás), representa um marco importante na forma como os agentes econômicos se relacionam com o processo regulatório.

Inspirado em modelos internacionais, especialmente europeus, o CdU inaugura um novo paradigma de engajamento setorial, baseado na participação estruturada, diálogo técnico e construção coletiva de soluções, facilitando a tomada de decisões mais robustas, adequadas e aderentes, à realidade operacional.

Isto porque o CdU apresenta aos agentes governamentais, reguladores e sociedade em geral os consensos construídos entre os carregadores e com os transportadores, e as divergências que demandam decisão regulatória, sem substituir a função da agência – ao contrário, dando suporte e fortalecendo a sua atuação com insumos qualificados.

Na prática, o Conselho é composto por dois órgãos principais: o Colegiado de Associações e o Comitê de Carregadores. Essa composição está formalmente definida em seu estatuto social, aprovado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), o que reforça sua legitimidade institucional e alinhamento com os princípios regulatórios do setor.

Atualmente, o Colegiado reúne entidades representativas da cadeia de valor do gás natural: Abep, Abrace, Abegás, ABPIP, Abraget e Firjan[2]. Esse debate técnico-institucional entre associações – que representam elos de produção, distribuição, geração e consumo industrial – confere ao CdU uma visão sistêmica e plural, essencial para enfrentar os desafios de um mercado em transformação.

O Comitê de Carregadores, por sua vez, é composto por usuários do sistema de transporte (carregadores) que possuem contratos de transporte firme com vigência mínima de 1 ano e capacidade contratada igual ou superior a 10 mil m^3/dia. Atualmente o Comitê é formado por aproximadamente 27 carregadores e esse número aumenta a cada ano.

A atuação conjunta desses dois núcleos permite que os carregadores participem dos processos públicos de formulação de regras, de definição de tarifas e

[1] Lei nº 14.134/2021, art. 30.

"Fica criado o Conselho de Usuários Representante dos Carregadores de Gás Natural, com a finalidade de representar os interesses dos carregadores perante a ANP, inclusive quanto à eficiência e à qualidade dos serviços prestados pelas transportadoras."

[2] Associação Brasileira de Empresas de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural (Abep), a Associação Brasileira dos Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (Abrace), a Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás), a Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP), a Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas (Abraget) e Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro (Firjan).

de avaliação do desempenho das transportadoras, contribuindo na promoção de uma regulação mais técnica, transparente e responsiva.

Esse modelo de engajamento representa um avanço ao processo de resposta e inclui uma lógica de cooperação. As trocas contínuas entre carregadores, transportadores e regulador criam um ambiente institucional que favorece a identificação de gargalos, e o aprimoramento de processos. A transparência e o fluxo constante de informações tornam as decisões mais fundamentadas e alinhadas com os diversos interesses que envolvem os temas.

A agenda de trabalho do CdU para 2025 reflete esse novo paradigma de engajamento. Entre os principais temas discutido estão: (i) revisão tarifária e definição da base regulatória de ativos (BRA), com foco em equilíbrio econômico e transparência; (ii) análise da tarifa de transporte, essencial para previsibilidade e eficiência; (iii) planejamento de investimentos, com destaque para os planos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE); (iv) avaliação dos códigos de rede, de tarifa, interoperabilidade e balanceamento; e (v) análise da ampliação da capacidade do sistema e dos contratos de transporte.

Nos dois primeiros anos de atuação, o CdU acumulou iniciativas práticas que ilustram esse novo modelo de participação, conforme o abaixo indicado:

- Avanços no Portal de Oferta de Capacidade.
- Interações com o regulador sobre o aumento tarifário da NTS.
- Questionamentos técnicos sobre as ECOMP, como no caso de Japeri.
- Posicionamento sobre a Emenda 354-U.
- Participação ativa em Consultas Públicas da ANP e da EPE.
- Apoio à interconexão TAG–NTS.
- Contribuições para maior transparência da conta regulatória.
- Elaboração das NT1 e NT2 com recomendações contratuais.
- Harmonização do Contrato de Transporte Padronizado.
- Avaliação dos Códigos de Rede.
- Participação nos processos de elaboração das recomendações de diretrizes do Plano de Contingência, Plano Coordenado e do Plano Integrado.
- Pareceres técnicos contratados sobre BRA, WACC e OPEX.
- Apoio à proposta de janelas simultâneas de contratação, entre outros.

Na Europa, esse modelo já é consolidado. O Gas Transport Users Group do Reino Unido atua como interlocutor entre carregadores e o operador do sistema, participando da definição de tarifas, planejamento de investimentos e formulação de regras de acesso. A experiência europeia mostra que a participação dos carregadores contribui para um sistema mais eficiente, transparente e alinhado com os interesses coletivos.

E dentro desse cenário, o Rio de Janeiro ocupa uma posição diferenciada. Além de ser o principal produtor de gás natural, o estado concentra parte relevante da infraestrutura de transporte conectando todas as regiões atendidas na rede integrada nacional. Ficam sediados no estado, também, carregadores e a própria ANP. Assim, o trabalho do CdU certamente impacta o estado positivamente, na direção do fortalecimento das relações dos agentes envolvidos na atividade de transporte.

Ao adotar esse modelo, o Brasil dá um passo decisivo para consolidar um mercado de gás mais competitivo e atrativo para investimentos. O CdU é expressão concreta dos novos paradigmas de engajamento setorial, que valorizam a escuta qualificada, a construção técnica e a governança compartilhada como pilares de uma regulação moderna e eficaz.

Desafios e barreiras regulatórias para crescimento do mercado de gás no Rio de Janeiro

Elaborado por Mattos Filho

Introdução

Quatro anos após a promulgação da Lei nº 14.134/2021 ("Lei do Gás"), ainda persistem lacunas significativas entre a ambição legislativa de criar um mercado dinâmico e competitivo e a estabilidade regulatória necessária para concretizá-la. A Lei do Gás promoveu mudanças estruturais: reposicionou o transporte sob regime de autorização, reafirmou o acesso negociado e não discriminatório às infraestruturas essenciais e buscou maior concorrência. Essas medidas têm potencial de impulsionar a competitividade nacional e viabilizar o desenvolvimento do mercado de gás, desde que assegurem preços competitivos para a molécula, previsibilidade contratual e coordenação regulatória entre as diferentes esferas de governo.

Nos últimos dois anos, a agenda de consultas e audiências públicas da ANP e das agências reguladoras estaduais tornou mais visível um conjunto de tensões no mercado: a delimitação federativa entre transporte e distribuição recolocada pela Consulta e Audiência Pública ANP nº 1/2025 ("CP/AP 1"); a transição metodológica de receitas e tarifas do transporte e distribuição; e a coordenação do segmento de transporte sob o Plano Coordenado, são alguns desses elementos. Baldwin, Cave e Lodge explicam que para entender como regular, deve-se lidar com inadequações de informação, falhas de coordenação e riscos de compromisso e captura regulatória, questões que estão diretamente relacionadas aos desafios apresentados dos últimos anos.

Para o Rio de Janeiro, estado com a maior produção de gás natural do país (74%) e com alta densidade no consumo, terminais de GNL e diversidade de perfis industriais, a mora dos reguladores – nacional e federal – impacta diretamente o desenvolvimento do mercado. A demora nos processos de atualização da metodologia de transporte e os entraves criados para migração ao mercado livre impedem o crescimento do mercado e afetam a competitividade do preço da molécula entregue no estado.

Nesse cenário, a implementação das mudanças legais no segmento de transporte demanda celeridade e coordenação institucional da ANP, caso contrário, persistirá o descompasso entre a Lei do Gás e sua regulamentação infralegal, refreando a dinâmica do mercado. No âmbito estadual, a legislação sobre mercado livre deve ser revista para tornar o estado mais atraente a novos consumidores industriais.

A coordenação dos reguladores com os players institucionais nos próximos anos será fundamental para que o Rio de Janeiro se torne um estado que é efetivamente referência de competitividade no gás.

Coordenação federativa e harmonização regulatória para viabilizar a migração para o Mercado Livre

A CP/AP 1, que discute a classificação dos gasodutos de transporte, procurou estabelecer critérios técnicos para caracterização de tais gasodutos com base no art. 7º, IV, da Lei do Gás. No entanto, sem adentrar no mérito classificatório trazido, a consulta pública reabriu um debate histórico sobre o cerne do pacto federativo. Foram debatidos, tecnicamente, os efeitos de diferentes critérios (físicos e funcionais) sobre a interoperabilidade das redes, a organização de city gates, os custos de atendimento do mercado e os incentivos a manutenção e expansão da rede, todos relevantes para a garantia de fornecimento junto às distribuidoras estaduais.

Ainda nessa linha, em abril de 2025, o Ministério de Minas e Energia abriu Tomada Pública de Contribuições ("TPC") sobre a "Harmonização Regulatória do Setor

de Gás Natural", encerrada em junho, que recebeu 39 contribuições. A iniciativa buscava alinhar regulações federais e estaduais, reduzir a fragmentação normativa, tratar de interoperabilidade entre transporte e distribuição, transparência tarifária e barreiras à migração para o mercado livre, com possíveis medidas de cooperação federativa a serem incorporadas ao Pacto Nacional para o Desenvolvimento do Mercado de Gás Natural. Além de buscar compreender como harmonizar a migração para o mercado livre em toda federação, a consulta também buscava avaliar o entendimento dos stakeholders sobre gasodutos virtuais (competência estadual) e a pequena escala de GNL e GNC (competência da União).

A compreensão clara dos limites entre competência federal e estadual é questão relevante para o mercado de gás, não sendo uma particularidade do Rio de Janeiro, que possui desafios próprios de migração ao mercado livre devido à divergência entre as cláusulas contratuais da concessão (100 mil m³/dia para caracterização como consumidor livre) e às deliberações da AGENERSA que estabelecem volumes de 10 mil m³/dia para caracterização como consumidor livre.

Tal divergência entre previsão contratual e regulação evidencia o dissenso entre concessionária, regulador e outros players, gerando enorme insegurança jurídica, engessamento do mercado e atrasos relevantes para o estado, que possui grande rede de distribuição e consumo relevante de gás. Apenas a título exemplificativo, o estado de São Paulo, único que possui rede maior que o Rio de Janeiro, já conta com cerca de 44 consumidores livres, enquanto o Rio de Janeiro possui apenas três. Em São Paulo, o volume mínimo para migração é zero e houve coordenação entre os entes para desenvolvimento do mercado, o que amplia a competitividade industrial.

O alinhamento urgente entre os entes visando o desenvolvimento do mercado é necessário e tende a ganhar centralidade na renovação das concessões, prevista para 2027. O Estado, o regulador, os concessionários e o mercado devem se alinhar para buscar um objetivo comum: trazer elementos necessários para o permitir o crescimento do mercado de gás natural e alavancar a reindustrialização do estado. Destaca-se que o Rio de Janeiro tem uma janela de oportunidade importante para entrada de produção comercial em 2028 do Projeto Raia (BMC-33), na Bacia de Campos, que escoará gás para Cabiúnas, agregando volumes significativos à rede (16 milhões m³/d), o que corresponderá a 15% da oferta nacional de gás. Por isso, para o Rio de Janeiro, a segurança jurídica e clareza nas regras de migração é primordial.

No Rio, alinhar contrato e regulação, consolidar regras de migração e garantir previsibilidade tarifária são condições essenciais para destravar o mercado livre e evitar perda de investimentos para outros estados.

Aprimoramento do sistema tarifário de transporte

No segmento de transporte, 2025 foi marcado por três processos relevantes: (i) a Consulta e Audiência Pública ANP nº 3/2025 ("CP/AP 3"), sobre o Plano Coordenado 2024-2033; (ii) a Consulta e Audiência Pública ANP nº 5/2025 ("CP/AP 5"), que revisa a Resolução ANP nº 15/2014; e (iii) a Consulta e Audiência Pública ANP nº 8/2025 ("CP/AP 8") e a Consulta e Audiência Pública ANP nº 12/2025 ("CP/AP 12"), que tratam sobre tarifas e custo médio ponderado de capital (CMPC) para 2026-2030. Essas normas são estruturantes para tornar o sistema compatível com a Lei do Gás e criar um ambiente de contratação transparente e previsível. Sua importância reside em alinhar incentivos, dar segurança a contratos de longo prazo e destravar investimentos em infraestrutura, impactando a modicidade tarifária, competição na oferta e financiabilidade de projetos.

O Plano Coordenado encontra amparo no art. 3º, inciso XXX, e art. 15 da Nova Lei do Gás, e deveria ser elaborado pelo "gestor da área de mercado", que, por não ter sido constituído na forma do art. 14 da Lei do Gás, teve sua elaboração evocada pela ATGás.

O Plano Coordenado tem como premissas principais a integração das áreas de mercado e a garantia de suprimento, com diversificação de fontes (projeto Raia/Rota 5, GASBOL e terminais de GNL), atendimento a novos mercados — em especial Porto do Açu (RJ), Extrema (MG), Uberaba (SP) e Curiúva (PR) —, reforço de compressão no curto prazo e inserção de biometano como estratégia para transição energética. Para isso, prevê-se a expansão e integração da malha para dar

liquidez e redundância de suprimento, aproveitando terminais de GNL e interconexões com o GASBOL.
Um dos projetos apontados como prioritário no Plano Coordenado é o da Estação de Compressão de Japeri (ECOMP Japeri) da Nova Transportadora do Sudeste (NTS), que é um projeto para desengargalamento do sistema de transporte entre Rio de Janeiro e São Paulo de 12 MMm³/dia para 20 MMm³/dia, considerando a queda da oferta de gás da Bolívia, que significará uma alteração do perfil de oferta de gás no país.
Essas diretrizes constam do escopo submetido pela ATGás e do rol de projetos do Plano 2024-2033 e são relevantes para reduzir custos sistêmicos associados à coordenação dos distintos players da cadeia até chegar ao consumo, ampliando alternativas de suprimento e elevando a segurança energética — efeitos particularmente relevantes para o Rio de Janeiro.
A CP/AP 5 propõe atualizar a metodologia tarifária do transporte à Lei do Gás, revisando a Resolução ANP nº 15/2014 (RANP 15). A ANP apresentou uma minuta ajustando a RANP 15, focando três pontos: (i) receita máxima permitida (RPM), (ii) procedimentos de aprovação e atualização das tarifas de transporte, e (iii) conta regulatória, deixando os demais aspectos da atualização metodológica tarifária para momento posterior. Para isso, propôs-se mudança na valoração da Base Regulatória de Ativos (BRA), priorizando Custo Histórico Corrigido pela Inflação e, subsidiariamente, Custo de Reposição Novo, além de definir a RMP por Fluxo de Caixa Descontado Livre da Firma (FCDLF), com atualização anual do fator X, reforçando regulação por incentivos. Em comparação à regulamentação vigente, as mudanças vão no sentido de explicitar o FCDLF como método padrão para a RMP, em atenção ao art. 9º da Lei do Gás , baseado no histórico do primeiro caso concreto tratado pela ANP em 2019, com a TBG. A Agência destaca que o FCDLF:
[…] permite calcular quanto a empresa precisa ganhar para cobrir seus custos e ainda dar um retorno justo aos investidores, incorporando o risco do negócio pela utilização de taxa de desconto relativa ao custo médio ponderado de capital (WACC – Weighted Average Cost of Capital), visando que no ciclo regulatório haja fluxo de caixa suficiente para pagar o custo de capital necessário para oferecer o serviço de transporte dutoviário de gás natural.

Também em atenção à competência estabelecida pelo art. 9º da Lei do Gás, padronizou-se o cálculo do WACC via Capital Asset Pricing Model (CAPM) e estrutura de capital regulatória, disciplinou-se o mecanismo de conta regulatória. Fixou-se o IPCA como indexador da BRA, conforme o art. 26 do Decreto nº 12.153/2024 e manteve-se a vinculação a inclusão de ativos à autorização prévia. Isso impacta a metodologia de transporte ao alinhar a RANP 15 à Lei do Gás, aumentando previsibilidade tarifária, transparência e a coerência com o modelo de entrada–saída. Dessa forma, a atualização da RANP 15 assume caráter estratégico, pois sua ausência tem se configurado como barreira relevante à expansão da malha de transporte.
A CP/AP 8 e CP/AP 12, por sua vez, têm como finalidade apresentar e submeter à consulta pública as propostas tarifárias do ciclo regulatório 2026/2030 dos transportadores, incluindo a valoração de suas respectivas BRA, que compõem a documentação para a revisão tarifária periódica quinquenal e o Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC), isto é, a taxa regulatória de remuneração do capital (WACC). Essas CP/APs, na prática, consolidam a transição para o modelo entrada-saída, com critérios de precificação alinhados à CP/AP 5, buscando tarifas mais competitivas e previsibilidade para os próximos ciclos (2026 a 2030). As propostas apresentadas pelos transportadores e submetidas ao rito de consulta e audiência pública deverão embasar os Processos de Oferta e Contratação de Capacidade (POCC) que ocorrerão nos próximos anos.
Apesar do atraso na tramitação dessas CP/APs, trata-se de discussões complexas que exigem integração entre múltiplos players e equilíbrio entre medidas potencialmente concorrentes. Por isso é essencial contar com uma agência forte tecnicamente e dotada de recursos para regular mudanças tão estruturantes, assegurando segurança jurídica a todos os agentes envolvidos e mitigando o risco de litígios futuros.
Em aspectos práticos, o estado do Rio de Janeiro enfrenta desafios diretos: (i) a não ampliação da malha e (ii) a falta de segurança jurídica para investimentos. O Porto do Açu, onde opera terminal da Gás Natural Açu, não foi ainda conectado à rede de transporte, significando que essa oportunidade de ampliação da oferta de gás no estado ainda não foi aproveitada, o que é expressamente reconhecido como estratégico no

Plano Coordenado. A conexão ao sistema de transporte é condição para destravar novos projetos industriais e contratos de suprimento, destacando a centralidade do transporte na agenda de desenvolvimento do estado e reforçando a necessidade de uma ANP fortalecida para concluir a regulação habilitadora.

De forma semelhante, em 2028, projeto Raia, localizado na Bacia de Campos, entrará em produção comercial. A produção desse campo poderá representar um choque de oferta, tornando o mercado de gás do Rio de Janeiro mais competitivo e líquido. Para isso, é importante que tal projeto já esteja conectado ao transporte, com a expansão da malha terrestre ao sistema de transporte de gás próximo a Cabiúnas, em Macaé, em tempo de início de escoamento. Tais conexões, somadas à tarifas de transporte competitivas – mas que viabilizem investimentos dos transportadores – serão fundamentais para garantir que o gás chegue na ponta competitivo.

Conclusão

O avanço do mercado de gás no Rio de Janeiro depende de duas frentes interligadas. No plano regulatório federal, a ANP precisa concluir com qualidade técnica e celeridade a agenda de transporte (Plano Coordenado, revisão metodológica de tarifas e consolidação do modelo entrada-saída), ajustando a regulamentação ao marco legal e fortalecendo sua capacidade institucional. No plano estadual, é urgente alinhar contrato e regulação para viabilizar a migração ao mercado livre e reduzir incertezas que afastam investimentos, especialmente frente à competição com São Paulo.

A janela de oferta do pré-sal (BMC-33) e a integração de ativos estratégicos, como o Porto do Açu e Cabiúnas, podem redesenhar a competitividade do estado, desde que a malha de transporte seja expandida e a governança regulatória assegure previsibilidade e modicidade tarifária. Agências Reguladoras técnicas e céleres — nos termos apontados por Baldwin e Cave como fundamentos para por que regular — é condição necessária para dar legitimidade às decisões e coordenar a complexidade da transição. Sem isso, o Rio corre o risco de perder a oportunidade de liderar a nova fase de industrialização baseada em gás natural.

Planos de investimento em gás natural: estado da arte, cenários e transformação energética

Elaborado por Empresa Brasileira de Pesquisa Energética (EPE)

O mercado de gás natural atravessa um momento de inflexão. Mudanças regulatórias recentes, a ampliação da concorrência, a diversificação de agentes e a necessidade de compatibilizar segurança energética, competitividade industrial e descarbonização têm redefinido o ambiente de investimentos no setor.

Nesse contexto, o gás natural permanece como insumo estratégico para a indústria e como elemento fundamental para a confiabilidade dos sistemas energéticos, especialmente em um cenário de crescente participação de fontes renováveis intermitentes.

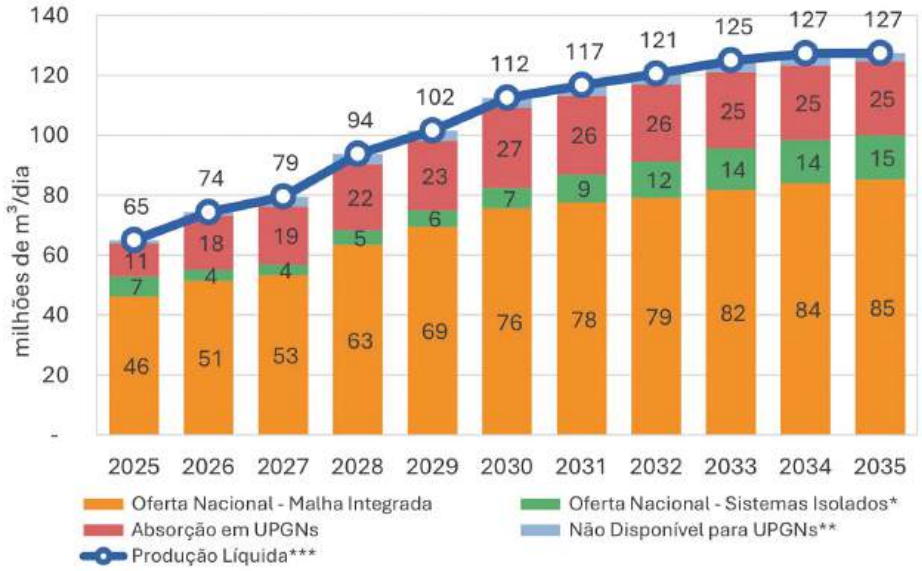
Nos últimos anos, a indústria de gás natural brasileira observou um novo ciclo de investimentos ao longo de toda a cadeia, envolvendo projetos de escoamento e processamento da produção nacional, expansão e reforço da malha de transporte, terminais de GNL, além da incorporação gradual do biometano como fonte complementar. Esse movimento foi impulsionado tanto pela evolução do marco regulatório quanto pela expectativa de crescimento da demanda industrial, termelétrica e de novos usos energéticos, conforme indicado nos estudos de planejamento setorial.

Apesar desse avanço, o setor enfrenta um desafio estrutural: a coordenação dos investimentos em uma indústria de rede intensiva em capital. Decisões tomadas de forma isolada por diferentes agentes podem resultar em sobreposição de ativos, subutilização de capacidades ou gargalos logísticos, elevando o custo sistêmico e comprometendo a competitividade do gás para o consumidor final.

É nesse contexto que se insere o Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano (PNIIGB). Instituído no âmbito do Decreto nº 12.153/2024, o plano representa uma inovação relevante no planejamento do setor ao propor uma visão integrada das infraestruturas. Ao articular dados de oferta e demanda com análises técnicas, econômicas e socioambientais, o PNIIGB contribui para mitigar riscos clássicos do setor e criar condições mais favoráveis à viabilização de investimentos.

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2035 (PDE 2035) aponta perspectivas relevantes para a produção nacional de gás natural ao longo da próxima década, reforçando a necessidade de decisões coordenadas de infraestrutura. Como mostra a figura a seguir, a **Oferta Potencial Nacional mais do que se duplica no horizonte do plano**, o que representa não apenas uma oportunidade para o país, mas também reforça a importância de uma expansão planejada e integrada das infraestruturas, de modo a garantir o pleno aproveitamento do recurso e sua conexão com os mercados consumidores.

Gráfico 3 - Oferta Potencial Nacional



Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia 2035 (PDE 2035) – EPE

Outro aspecto central do PNIIGB é sua contribuição para a transição energética. O planejamento integrado permite que o gás natural exerça seu papel como fonte de flexibilidade do sistema elétrico, complementando a expansão das renováveis e contribuindo para a segurança do suprimento. Paralelamente, a incorporação do biometano amplia as oportunidades de descarbonização, promovendo a economia circular, a interiorização do gás e a requalificação de infraestruturas existentes. Trata-se de uma abordagem pragmática, que reconhece a necessidade de reduzir emissões sem abrir mão da competitividade industrial e da segurança energética.

Nesse contexto, o estado do Rio de Janeiro ocupa posição singular. O estado concentra parcela relevante da produção nacional de gás natural, dispõe de infraestrutura estratégica de escoamento, processamento e transporte, abriga um parque termelétrico relevante e possui uma base industrial diversificada, com forte presença de setores intensivos em energia. Essa combinação posiciona o Rio como elo natural entre a produção de gás, o mercado consumidor e a transição energética, criando oportunidades concretas de novos investimentos, adensamento industrial e geração de emprego e renda.

O fortalecimento do planejamento integrado cria condições para ampliar os investimentos, gerar empregos, aumentar a competitividade da indústria fluminense e posicionar o Rio de Janeiro como protagonista na integração entre gás, transição energética e desenvolvimento econômico, em diálogo direto com as demandas do setor produtivo fluminense.

O que este debate significa para a indústria

- **Mais previsibilidade** para decisões de investimento
- **Redução de riscos** associados à oferta, ao transporte e ao acesso ao gás
- **Competitividade energética** para setores intensivos em energia
- **Integração com a transição energética**, sem perda de segurança ou produtividade
- **Oportunidades no Rio de Janeiro**, combinando produção, infraestrutura e mercado consumidor
- **Oportunidades no Rio de Janeiro**, combinando produção, infraestrutura e mercado consumidor

Em um setor intensivo em capital e de decisões irreversíveis, o planejamento integrado deixa de ser um exercício técnico e passa a ser um ativo econômico essencial para viabilizar investimentos, fortalecer a indústria e sustentar o crescimento.

Infraestrutura

Gás natural e biometano, combustíveis da transição brasileira

Elaborado por BNDES

Há anos, o gás natural (GN) é considerado o combustível da transição energética, por várias razões. Entre elas, por ser o combustível fóssil menos poluente e por dispor de inúmeros atributos que, sobretudo em economias onde exista disponibilidade da molécula e infraestrutura adequada, o tornam uma solução que favorece a segurança energética a custos competitivos. Diversos países o incorporaram em larga escala às suas matrizes energéticas, deixando de o tratar como promessa futura e empregando-o estrategicamente em seus esforços de redução de emissões. Sua aplicação cresceu consideravelmente nas últimas décadas, deslocando a geração térmica a carvão e a utilização do óleo diesel com significativo impacto na evolução da curva de emissões dos países europeus, dos EUA e até mesmo da China, ainda grande consumidora de carvão. Vencida a etapa de maior utilização de GN em diversos países, sobretudo na Europa, talvez o termo combustível da transição tenha perdido destaque, porque seu uso alcançou um nível de maturação e uma participação significativa na matriz energética europeia. De fato, ele já cumpre sua importante contribuição no deslocamento de combustíveis mais poluentes na agenda climática dos países que dispõem de infraestrutura desenvolvida para seu transporte e distribuição.

No Brasil, entretanto, ainda estamos em uma etapa anterior. Embora o país possua reservas significativas e um potencial expressivo para o desenvolvimento do mercado de gás natural, barreiras estruturais limitam seu pleno aproveitamento. Um dos principais desafios está na escala da infraestrutura de transporte e distribuição, que permanece restrita a determinadas regiões, sobretudo litoral e grandes centros consumidores. A ampliação dessa rede é condição essencial para conectar potenciais grandes consumidores ao gás, ganhar escala e atrair novos investimentos, favorecendo nossa economia, segurança energética e a necessária redução de emissões de gás carbônico.

Nas economias desenvolvidas, a vasta infraestrutura relacionada ao GN encontra-se bastante amortizada. O alto custo da ampliação da infraestrutura existente no Brasil é um desafio que precisa ser equacionado e que se torna ainda mais complexo quando considerado um horizonte temporal no qual se espera a redução do uso de combustíveis fósseis. Nesse contexto, torna-se importante a massificação da produção e do uso do biometano, um combustível sustentável fundamental para contribuir com as futuras expansões dessa infraestrutura. A incorporação do biometano à infraestrutura do GN contribui com a redução da pegada de carbono associada ao consumo desse combustível. O GN combinado com o biometano pode contribuir com a redução de emissões nacionais, pois há sinergia entre eles.

A sinergia entre GN e biometano delineia um caminho inteligente e viável para uma transição energética justa, valorizando a eficiência de recursos disponíveis localmente, estimulando a economia circular. É necessária uma integração eficaz entre o gás natural e o biometano, uma combinação que favoreceria aproveitamento racional dos recursos disponíveis a segurança energética e uma matriz mais limpa e diversificada. O GN, portanto, permanece sendo um importante combustível da transição energética brasileira, em uma trajetória compartilhada com o biometano rumo a uma economia de baixo carbono e com maior resiliência ambiental.

Sem perder de vista a necessária análise de viabilidade técnica e econômica de quaisquer iniciativas, é importante reconhecer na estratégia nacional a necessidade da aplicação do GN em conjunto com o biometano. Projetos estruturantes que viabilizassem a expansão da demanda e da produção desses combustíveis produziriam significativos benefícios econômicos e ambientais para o País. Para ancorar a ampliação de toda infraestrutura vinculada à cadeia produtiva do GN e do biometano, precisariam ser articuladas todas as opções possíveis de consumo

de GN e biometano, como, por exemplo, indústria[1]; corredores de transporte verde e azul (emprego de veículos pesados a GNV); disseminação de postos de GNV (apropriados ao atendimento a veículos de carga); produção de biometano a partir de resíduos agrícolas e urbanos; construção de *hubs* de coleta e conexão à rede de gás, assim concentrando a captação da produção, eventualmente, esparsa; gasodutos virtuais (distribuição de GN e biometano via caminhões GNV); ampliação da rede de gasodutos de transporte e de distribuição via dutos etc.

A região que poderia ser palco da implementação de tais projetos estruturantes estaria limitada, em um primeiro momento, à região com potencial demanda de GN e biometano, combinada com locais com potencial para produção de biometano a partir de resíduos urbanos ou agropecuários. Desta forma, seriam áreas com potencial de geração de biometano próximas àquelas com maior densidade do tráfego de carga – para a criação de corredores verdes e azuis; e com maior densidade industrial; além de, naturalmente, se tratar de regiões com rede de gasodutos existente e com maior viabilidade de expansão futura.

Historicamente, o BNDES desempenhou relevante papel na consolidação da cadeia produtiva do GN.[1] Entre 1998 e 2010, apoiou, com R$ 17,5 bilhões, a expansão da malha de gasodutos de transporte. Em 2005, financiou o desenvolvimento do campo de Manati, R$ 415 milhões, responsável pelo atendimento de boa parte da demanda da região Nordeste, para viabilizar a exploração deste que foi um dos maiores campos de gás natural não associado em exploração no Brasil. Em 2008, apoiou o projeto da plataforma do campo de Mexilhão, com R$ 1,5 bilhão. Já em 2012, financiou a construção de terminal de regaseificação de gás natural liquefeito na Bahia, R$ 540 milhões, e, em 2013, a modernização, adequação e ampliação das unidades de processamento de gás natural (UPGN) da REVAP e do Terminal de Cabiúnas, R$ 1,1 bilhão.

No segmento de distribuição de GN, o BNDES desembolsou R$ 8,8 bilhões para 10 empresas de distribuição de GN, entre os anos de 2000 e 2021. Foram 38 projetos de implantação, ampliação e modernização da rede de distribuição de gás natural nos estados de Minas Gerais, Paraná, Pernambuco, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul, Rio de Janeiro, Santa Catarina e São Paulo.

A partir de 2023, o apoio do BNDES à produção de biometano cresceu significativamente. Até o momento, o banco acumula R$ 1,9 bilhão em operações contratadas, apoiando a instalação de uma capacidade produtiva de mais de 504 mil m^3/dia.

De fato, o papel do BNDES vai além do de um financiador de projetos, buscando prover conhecimento, estudos setoriais e soluções para fomentar investimentos no setor e melhorias no ambiente de negócios. Busca articulações com instituições públicas e privadas com intuito de destravar investimentos estruturantes, sem descuidar de seu papel financiador a longo prazo, como denota o histórico de apoio à cadeia de valor do GN e do biometano.

Ações que fomentem investimentos para aumentar a produção e para ampliar a infraestrutura relacionada à cadeia produtiva do GN e do biometano, direta ou indiretamente, favoreceriam o Brasil e o estado do Rio de Janeiro, há anos o maior produtor de GN do país, responsável por mais de 70% da produção nacional, e atualmente o segundo maior produtor de biometano do país, respondendo por quase 30% do total produzido.

[1] Todos os valores apresentados são nominais.

A modernização da rede de gás natural: o caminho para a competitividade e sustentabilidade do Rio de Janeiro

Elaborado por Naturgy

O gás natural é um pilar essencial na matriz energética do estado do Rio de Janeiro, que concentra mais de 70% da produção nacional do suprimento. Sua versatilidade, aliada a um perfil de emissões mais limpo em comparação a outros combustíveis fósseis, o posiciona como um vetor crucial para a transição energética e o desenvolvimento econômico fluminense. Nesse contexto, a expansão e a modernização das redes de distribuição têm papel essencial.

Nos últimos 28 anos, a Naturgy foi protagonista no desenvolvimento do mercado de gás natural no estado. Investimos cerca de R$ 11,3 bilhões, modernizamos a infraestrutura e triplicamos as redes de distribuição para mais de 6,3 mil km no estado. O número de municípios com gás canalizado passou de um para 43. No período, foram gerados 14 mil empregos diretos e indiretos, e estima-se que mais de 40 mil vagas foram criadas.

O Rio de Janeiro possui a maior infraestrutura de distribuição de gás natural do país. O estado é o campeão em gaseificação no Brasil, onde 17,4% de suas residências têm acesso ao gás natural, em comparação com uma média nacional de apenas 7%. Além disso, o Rio responde por aproximadamente 22% do consumo nacional. Essa rede atende a uma vasta gama de consumidores nos segmentos residencial, comercial, industrial, geração térmica e veicular (GNV).

Segundo maior grupo de vendas de gás natural no país, a Naturgy atua em cinco segmentos: residências, comércios, indústrias, geração térmica e postos de gás natural veicular (GNV). Também é a maior distribuidora de gás do país em volume de vendas para o mercado termelétrico, além de líder no mercado de GNV — onde o estado é um caso de sucesso. O Rio tem a maior frota de veículos leves a gás do país, com mais de 1,7 milhão de carros convertidos e mais de 700 postos de combustível, que permitem total autonomia de abastecimento. O estado responde por cerca de 55% da demanda nacional do combustível.

Compromisso com a excelência no atendimento e a universalização do gás natural

Se, por um lado, já avançamos muito, nosso desafio é reforçar e expandir o atendimento à demanda crescente por gás natural no interior do estado do Rio. Por isso, vamos investir, até 2027, R$ 672,3 milhões para implantação de infraestrutura e a construção de novos gasodutos. Os projetos vão beneficiar 18 municípios, em cinco regiões.

Deste total, 17 municípios são abastecidos com gás natural canalizado, mas têm necessidade e potencial para expansão da infraestrutura e aumento de capacidade de fornecimento. Além disso, Araruama começará a receber o combustível. Os investimentos vão beneficiar ainda Itatiaia, Piraí, Porto Real, Angra dos Reis, Petrópolis, Teresópolis, Três Rios, Nova Friburgo, Saquarema, Casimiro de Abreu, Macaé e Campos dos Goytacazes.

Com esses investimentos, vamos aumentar a segurança do sistema de distribuição, permitir a conexão de novos clientes e atender a novas áreas do estado do Rio de Janeiro. Além disso, os projetos vão estimular a economia das cidades beneficiadas pela criação de empregos diretos e indiretos e pelo desenvolvimento de polos industriais que terão acesso a uma fonte energética mais limpa.

Ampliação dos Corredores Sustentáveis leva rede tronco a novas regiões

O investimento no interior também contempla a ampliação dos Corredores Sustentáveis, desenvolvido em parceria com a Secretaria Estadual de Energia e Economia do Mar, com apoio da Secretaria de Estado de Transportes. A iniciativa visa implantar postos de GNV nas principais rodovias, adaptados para o abastecimento de ônibus e caminhões. Já contamos com 12 postos adaptados, na Dutra e na Washington Luís.
A meta é construir infraestrutura para 16 novos, nas principais rodovias que ligam o Rio de Janeiro aos demais estados do sudeste. Aumentando sua capilaridade, a Naturgy vai promover o uso do GNV em veículos pesados, em substituição ao diesel, contribuindo para a transição energética no estado.
Com investimentos de R$ 300 milhões, o projeto está alinhado a políticas de descarbonização das frotas, possibilitando uma matriz energética do transporte mais limpa. Por exemplo, se 1.000 veículos pesados substituírem o diesel por gás natural, deixarão de emitir 52 toneladas de CO_2 equivalente, o que corresponde à quantidade retirada por 200 árvores.
Além de possibilitar o abastecimento de mais caminhões e ônibus com GNV, os Corredores Sustentáveis funcionarão também como âncora para a chegada da rede tronco em novas regiões, possibilitando alcançar futuramente outros mercados potenciais, como: comercial, industrial e residencial. Como exemplo, temos Araruama, município com cerca de 130 mil habitantes, cuja chegada do gás canalizado foi planejada para, inicialmente, abastecer postos de GNV.
Em relação à descarbonização, o benefício será ainda maior com a adoção do biometano. As duas fontes energéticas são intercambiáveis e, nesse sentido, os investimentos em infraestrutura para o gás natural serão fundamentais para a adoção do novo combustível, conforme aumentar sua escala de produção.
A substituição do diesel pelo biometano representa 99% de redução de emissões de gases de efeito estufa. Por isso, estamos realizando um mapeamento estruturado para desenvolver projetos de biometano no estado do Rio. Entre eles, estudamos converter os sete municípios em que o gás chega hoje comprimido em "Municípios Verdes", adaptando as estruturas existentes para receber e injetar o biometano na rede.

Tecnologia e padrões internacionais de qualidade, manutenção e prevenção

Pensando em modernização da rede, precisamos também ressaltar a segurança do sistema, com o apoio do uso de tecnologia de ponta. Atualmente, toda nossa rede é mapeada e digitalizada e todo o sistema de distribuição de gás é monitorado 24 horas pelo Centro de Controle da Naturgy. A manutenção preventiva e a renovação das redes são contínuas. Uma robusta estrutura de análise de dados em tempo real conecta sensores instalados em pontos estratégicos da malha de dutos, o Centro de Controle e softwares que possibilitam o acompanhamento à distância, por meio dos smarthphones das equipes técnicas.
A tecnologia usa um sistema de telemetria com registradores eletrônicos e válvulas telecomandadas para coletar informações 24 horas, sendo capaz de monitorar a vazão, a pressão e a temperatura nas redes da empresa. O uso de smartphones, por sua vez, permite o acesso a estes dados, o acompanhamento do consumo e das condições de fornecimento de qualquer lugar e por profissionais que não estejam fisicamente no Centro de Operações.
Além disso, é possível detectar problemas de maneira imediata, evitando, por exemplo, a interrupção de fornecimento e planejar manutenções preventivas a partir de diagnósticos da rede. O monitoramento dos trechos instalados em regiões de difícil acesso e a segurança dos trabalhadores que atuam em áreas de risco também são alguns dos ganhos proporcionados pelo sistema.

Olhando para o futuro

Para dar continuidade a essa trajetória, a Naturgy manifestou oficialmente ao Governo do Estado, em julho de 2024, seu interesse na prorrogação dos contratos de concessão da CEG (Região Metropolitana) e da CEG Rio (interior). A renovação vai consolidar nossa trajetória de parceria com o Rio, além de garantir nova fase de expansão do gás natural e a segurança e continuidade da prestação de serviços a mais de um milhão de clientes.

Acreditamos no futuro dessa parceria com o Rio de Janeiro. Ao combinar investimentos maciços em infraestrutura com tecnologia de ponta, o estado não apenas garante o suprimento seguro e eficiente de gás, mas também se posiciona como um líder na transição energética nacional, pavimentando o caminho para um futuro mais limpo, eficiente e economicamente robusto.

Modelos de negócio

Acesso de terceiros interessados às infraestruturas essenciais

Elaborado por Petrobras

Nos últimos anos, o setor brasileiro de gás natural vem passando por um rápido e intenso processo de abertura de mercado, que teve como principal marco legal a aprovação da Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021 (Nova Lei do Gás), fundamentada por um amplo debate social. Inspirada nos processos realizados na Europa e empoderada por um senso comum de urgência, a abertura do mercado intensificou-se a partir de 2022, poucos meses após aprovação da Nova Lei do Gás, quando um conjunto de seis agentes deixou de realizar a venda do seu gás para a Petrobras e passou a ter acesso à malha integrada de transporte para comercializar o gás diretamente com as distribuidoras. Entre os acordos celebrados que viabilizaram esse importante marco de abertura, destaca-se o primeiro contrato de processamento de gás do país, na planta processamento de Guamaré, no Rio Grande do Norte, na época ainda sob operação da Petrobras.

Atualmente, considerando dados do 1º trimestre de 2025, o mercado contabiliza 147 carregadores e 226 comercializadores autorizados pela ANP, além de 90 consumidores livres nos estados. Ao todo, foram mapeados 259 contratos de suprimento de gás natural, sendo 77 da Petrobras e 182 de outras empresas. Estes números refletem o sucesso do processo de abertura do mercado de gás no Brasil, tendo sido alcançados também pela ampliação do acesso às infraestruturas de escoamento e processamento.

Atualmente, nove empresas possuem contratos vigentes com a Petrobras em quatro polos de produção – Bacias de Santos, Campos, Espírito Santo e Bahia, que, em conjunto, possuem pico de contração de 9,5 milhões de m^3/dia de capacidade de processamento de gás natural.

Em paralelo ao desenvolvimento da abertura de mercado, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) vem conduzindo o processo de regulamentação de diversos dispositivos da Nova Lei do Gás, o que representa uma última etapa do processo regulatório visando a consolidação de um ambiente de mercado estável, previsível e que siga fomentando investimentos. Nesse contexto, destaca-se a elaboração pela ANP, em andamento, das resoluções sobre as diretrizes do acesso negociado às infraestruturas de escoamento e processamento de gás natural e terminais de regaseificação de GNL, em conjunto classificados como infraestruturas essenciais.

Frisa-se que o acesso negociado às infraestruturas essenciais, estabelecido no art. 28 da Nova Lei do Gás, foi ancorado no "benchmark" internacional e nas particularidades do mercado brasileiro de gás natural, e visou reforçar a livre iniciativa dos produtores, proprietários de infraestruturas e potenciais acessantes, de conduzir as negociações com independência e flexibilidade, sempre pautadas nos princípios da boa-fé e da não discriminação, e com a devida supervisão da ANP, nos termos da Lei.

O acesso negociado estabelecido na Nova Lei do Gás buscou, assim, fomentar dinamismo no setor de gás natural e trazer benefícios para toda a sociedade, atraindo investimentos e ampliando o mercado brasileiro de gás. Ao mesmo tempo, a Nova Lei do Gás teve o cuidado de proteger os direitos dos investidores, ao estabelecer o direito de preferência do proprietário, de forma a evitar o surgimento de agentes com comportamento oportunista e o risco associado ao investidor (proprietário) de perder acesso à parte da sua capacidade para empresas que não investiram e não assumiram riscos na construção de tais ativos.

Dessa forma, é inequívoco que, entre os temas de acesso negociado a serem regulados pela ANP, o direito de preferência estabelecido na Nova Lei do Gás seja um dos temas mais relevantes para os proprietários de infraestruturas, sendo essencial que tal marco regulatório considere a dinâmica de negócio e operação de cada infraestrutura, de forma a não causar distúrbios na operação de ativos existentes nem tampouco desincentivar novos investimentos.

As maiores e principais infraestruturas de escoamento e processamento de gás natural offshore (no mar) do país, o Sistema Integrado de Escoamento da Bacia de Santos (SIE-BS) e o Sistema Integrado Processamento (SIP), viabilizam aproximadamente 60% da produção do gás natural e 77% do óleo, sendo que cerca de 90% da produção brasileiro de gás natural é associada ao petróleo, ou seja, ambas as correntes são produzidas simultaneamente. Dessa forma, o abastecimento nacional de gás natural e a continuidade da produção de petróleo dependem da operação regular e coordenada do SIE-BS e SIP.

Estão conectados ao SIE-BS e ao SIP 19 unidades de produção (FPSOs) de óleo e gás e, nos próximos anos (até 2032), estão planejadas as interligações de mais seis plataformas. Estes ativos irão produzir volumes adicionais de gás natural e petróleo pertencentes à Petrobras e a quatro consórcios, com participação de nove produtores com atuação internacional, além da PPSA (Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A) representando os direitos da União nos Contratos de Partilha.

A garantia de fluxo e coordenação dos elos da cadeia de gás natural são, portanto, complexas, com desafios operacionais e de segurança, cabendo destacar os desafios relacionados ao dióxido de carbono (CO_2) no escoamento offshore. Os custos de investimento nesses projetos somam bilhões de dólares, abrangendo sistemas de produção, poços e equipamentos de produção e injeção (terrestres e submarinos).

Em relação aos terminais de regaseificação de GNL, sua existência e dinâmica operacional intermitente são decorrentes de seu papel, mais voltado ao balanceamento do mercado de gás natural e ao lastro da geração de energia elétrica em usinas termelétricas diretamente conectadas ou não a tais terminais. Essas usinas são despachadas em caráter flexível, em função das condições hidrológicas e da disponibilidade de geração das demais fontes, permitindo a gestão dos estoques de água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas, da intermitência das fontes eólicas e solar. Adicionalmente, os terminais no Brasil têm a filosofia de armazenamento e regaseificação em embarcações flutuantes do tipo FSRU (Floating, Storage, Regaseification Unit) que possuem grande flexibilidade operacional mas podem armazenar uma quantidade limitada de GNL.

A Petrobras possui em seu portfólio importantes projetos para o aumento da oferta de gás natural, que preveem a implementação de gasodutos de escoamento nos próximos anos: o projeto Raia, operado pela Equinor, com entrada em operação prevista para 2028 e capacidade de 16 milhões de m^3/dia; e o projeto SEAP, com capacidade de 18 milhões de m^3/dia e exportação de gás prevista para o início da década de 2030. Em relação aos terminais de regaseificação, além das capacidades já instaladas, tanto da Petrobras como de outras empresas, há projetos de outros agentes que, uma vez implementados, poderão aumentar ainda mais a capacidade de importação.

Notório observar, portanto, que o acesso de terceiros às infraestruturas essenciais já é uma realidade no Brasil e se estabelece em um contexto de garantia da execução dos planos de negócios dos proprietários, o que também é essencial para segurança jurídica dos projetos em fase de implementação ou avaliação, de forma a garantir os investimentos necessários à ampliação da oferta de gás, permitindo o aumento da descarbonização da economia e da competitividade da indústria brasileira.

Por fim, conforme observado no benchmark internacional e nos primeiros anos da experiência na abertura do mercado brasileiro de gás, verifica-se que é viável atingir o duplo objetivo de garantir os direitos adquiridos dos proprietários e, ao mesmo tempo, maximizar a utilização da capacidade dos ativos, por meio do acesso negociado e não discriminatório de terceiros às infraestruturas.

CGOB e a rastreabilidade do biometano: novas oportunidades

Elaborado por Sinergás

O setor energético global enfrenta um desafio clássico e cada vez mais atual: resolver o trilema entre segurança energética, acessibilidade econômica e sustentabilidade ambiental. Essa equação — frequentemente tensionada por crises geopolíticas, volatilidade de preços e exigências climáticas — exige soluções que combinem inovação tecnológica, eficiência econômica e responsabilidade ambiental.
No Brasil, uma das respostas mais promissoras a esse trilema é o biometano, gás renovável derivado do biogás, com atributos únicos para promover a transição energética.
Derivado do biogás por meio da separação do CO_2, o biometano é um combustível renovável, nacional e de produção descentralizada. Sua intercambiabilidade com o gás natural foi legalmente assegurada pela Lei nº 14.134/2021 (Nova Lei do Gás) e pelo Decreto nº 10.712/2021, permitindo seu uso nas mesmas aplicações industriais, veiculares, residenciais e comerciais do gás de origem fóssil.

Biometano como vetor energético estratégico

O biometano é uma das alternativas mais promissoras para enfrentar simultaneamente os três desafios centrais do trilema energético.
Segurança energética: produzido localmente a partir de resíduos agroindustriais e urbanos, reduz a dependência de fontes fósseis importadas e a exposição às volatilidades globais. Sua produção descentralizada também permite o suprimento em regiões afastadas dos gasodutos. No Rio, com operações como as usinas da Gás Verde e Dois Arcos, o biometano já se consolida como complemento estratégico ao gás natural.
Acessibilidade econômica: apresenta custos competitivos, especialmente em regiões próximas à produção e distantes das redes canalizadas, onde substitui GLP, óleo combustível e diesel. Seu preço não depende do câmbio ou do petróleo, oferecendo previsibilidade. Modalidades como o fornecimento por caminhões-feixe ou redes dedicadas ampliam seu alcance.
Sustentabilidade ambiental: com origem renovável e pegada de carbono negativa, o biometano é aliado direto da agenda climática. Em veículos pesados, reduz em mais de 90% as emissões de GEE, além de praticamente eliminar particulados e NOx. Na indústria, atende metas ESG e pode ser certificado como energia limpa.

Ao responder de forma eficaz aos três pilares do trilema, o biometano deixa de ser apenas uma alternativa técnica e passa a ocupar espaço estratégico no planejamento energético nacional e regional.
O desafio agora é consolidar essa realidade em larga escala, e a rastreabilidade da origem renovável do gás passa a ser um ponto central. O mercado de biometano já é concreto: segundo a ABiogás, existem atualmente 33 unidades em operação no Brasil, com uma produção combinada de aproximadamente 840 mil m^3/dia.
Contudo, a comprovação da origem renovável — e, portanto, do atributo ambiental do biometano — só é possível quando o consumidor adquire a molécula diretamente do produtor, seja por meio de transporte rodoviário (caminhões-feixe) ou de gasodutos dedicados.
Esse modelo, embora funcional em nichos, limita a escala e a expansão do mercado. A massificação do consumo e o ganho de competitividade exigem que o biometano seja injetado nas redes de gás canalizado, compartilhando a mesma infraestrutura do gás natural fóssil. Mas como garantir, nesse ambiente misto, que o gás consumido tem origem renovável?

CGOB: a rastreabilidade como vetor de escala e confiança

É nesse ponto que surge o Certificado de Garantia de Origem de Biometano (CGOB) — uma solução regulatória e tecnológica para destravar o crescimento do setor, garantindo a rastreabilidade da origem do gás independentemente da logística física.

O CGOB, previsto na Lei do Combustível do Futuro (Lei nº 14.993/2024), é a resposta institucional e regulatória à necessidade de rastreabilidade e valorização ambiental do biometano injetado em redes de distribuição. Ele permite separar fisicamente a molécula do gás de seu atributo ambiental, viabilizando o modelo de comercialização conhecido como *book & claim* — já consolidado em mercados como os de energia elétrica renovável e créditos de carbono.

Na prática, o CGOB funciona como um documento eletrônico padronizado, emitido por entidade certificadora autorizada, que comprova que determinado volume de gás natural renovável foi produzido a partir de resíduos orgânicos, seguindo critérios técnicos, ambientais e regulatórios definidos pela ANP e pela legislação vigente. Essa certificação permite que o consumidor adquira o atributo renovável do gás, mesmo que a molécula física consumida na ponta seja uma mistura com gás de origem fóssil.

Com isso, o CGOB libera o biometano das amarras físicas da logística dedicada, permitindo que a mesma infraestrutura de distribuição do gás natural seja utilizada, sem perda de valor ambiental ou de integridade para os agentes da cadeia. Essa flexibilidade é decisiva para o ganho de escala e

para a integração do biometano a grandes centros consumidores, especialmente em regiões como o estado do Rio de Janeiro, onde a infraestrutura de gasodutos está mais consolidada.
Além da rastreabilidade, o CGOB também abre portas para a monetização dos atributos ambientais do biometano. Ele pode ser vinculado a sistemas de créditos de carbono, programas de descarbonização corporativa, certificações ESG e metas de sustentabilidade pública e privada. Isso amplia o valor percebido do biometano, não apenas como combustível, mas como um ativo ambiental negociável, gerando novas receitas para os produtores e benefícios tangíveis para os consumidores.

Oportunidades no Rio de Janeiro: infraestrutura, mercado e escala

O estado do Rio de Janeiro reúne condições excepcionais para se tornar um polo de referência no uso e na certificação do biometano. Além de contar com uma base industrial diversificada e uma infraestrutura de gás natural canalizado consolidada, o estado já desponta na produção de biometano: segundo a ABiogás, há atualmente duas plantas autorizadas pela ANP em operação — entre elas, a Gás Verde, uma das maiores da América Latina. Até 2027, outras cinco plantas estão mapeadas para entrar em operação, o que elevará significativamente a capacidade instalada fluminense.
O potencial técnico estimado é expressivo: mais de 1,3 milhão de m^3/dia, volume suficiente para abastecer parte relevante da demanda industrial e veicular do estado com gás 100% renovável. Esse potencial pode ser ainda mais valorizado com a adoção sistemática do CGOB, que permitirá comercializar o biometano com rastreabilidade, independentemente da logística física adotada, viabilizando o uso da rede canalizada existente sem perda dos atributos ambientais do combustível.
Além do setor industrial, que já consome gás natural em larga escala, destaca-se a enorme oportunidade de substituição do diesel no transporte pesado. O Rio de Janeiro possui uma das maiores frotas urbanas e intermunicipais do país, e o uso de biometano como combustível para ônibus e caminhões oferece benefícios econômicos e ambientais imediatos: redução de custos operacionais, melhoria da qualidade do ar e atendimento a metas de descarbonização. Com o suporte do CGOB, empresas de transporte e frotistas poderão comprovar o uso de combustível renovável em seus relatórios de sustentabilidade, acessar incentivos fiscais e agregar valor à sua operação.
A combinação entre produção local crescente, demanda consolidada, infraestrutura de distribuição já instalada e a introdução do CGOB cria um ambiente ideal para o Rio de Janeiro liderar a transição energética com o gás renovável. Com esse instrumento, será possível garantir não apenas a origem e a integridade ambiental do biometano, mas também valorizar economicamente sua aplicação em setores estratégicos, como indústria e transporte pesado. O CGOB não é apenas uma ferramenta de rastreabilidade — é a chave para liberar o potencial do biometano em escala, com confiança, eficiência e competitividade.

Referências bibliográficas

ANP. Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural – outubro de 2025.

ANP. Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural – julho de 2025; dezembro de 2023; dezembro de 2019; dezembro de 2015; dezembro de 2013; dezembro de 2012.

ANP – Consulta/Audiência Pública nº 1/2025 (classificação de gasodutos): Relatório da Consulta Pública nº 1/2025; Relatório da Audiência Pública nº 1/2025 (Decisão de Diretoria nº 316/2025); Sumário Executivo da CP nº 1/2025 (05/08/2025); Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 2/2025/SIM/ANP-RJ – "Caracterização de Gasodutos de Transporte" (10/01/2025).

ANP – Consulta Pública nº 3/2025 (Plano Coordenado 2024–2033): Nota Técnica nº 2/2025/SIM-CAT/SIM/ANP-RJ (24/04/2025); Relatório da Consulta Pública nº 3/2025; Parecer nº 00121/2025/PFANP/PGF/AGU (20/05/2025).

ANP – Consulta Pública nº 5/2025 (revisão da RANP nº 15/2014 – tarifas): Nota Técnica nº 4/2025/SIM/ANP-RJ (30/06/2025); Relatório da Consulta Pública nº 5/2025 (Decisão de Diretoria nº 463/2025); Sumário Executivo da CP nº 5/2025 (30/09/2025); Parecer nº 00198/2025/PFANP/PGF/AGU (11/07/2025).

ANP – Consulta Pública nº 8/2025 (tarifas 2026–2030 – entrada/saída): Nota Técnica nº 1/2025/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ (14/08/2025) – Consulta Pública Tarifária; Relatório de Contribuições da CP nº 8/2025 – Partes 3 e 4 (08/10/2025).

ATGás/NTS/TAG/TBG – Plano Coordenado de Desenvolvimento do Sistema de Transporte de Gás Natural 2024–2033, Rev. 1 (ago/2024); Relatórios técnicos SIMPIPE/ATGás RL-ATG-4710.00-OP05-SP2-001 e 002 (19/02/2025).

BALDWIN, Robert; CAVE, Martin; LODGE, Martin. Understanding Regulation: Theory, Strategy, and Practice. 2ª ed. Oxford: Oxford University Press, 2012.

BRASIL. Constituição de 1988 (arts. 25, § 2º; 177, IV). Lei nº 14.134/2021 (Lei do Gás). Decreto nº 10.712/2021, com alterações do Decreto nº 12.153/2024.

BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Relatório do Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar – Comitê Temático 2. Disponível em: gov.br/mme. Acesso em 2025.

CASA CIVIL. "Projeto Raia conclui instalação no trecho de águas rasas" (25/09/2025). Equinor. "Raia – Bacia de Campos" (acesso 2025).

CEG. Estrutura Tarifária da CEG – agosto de 2025.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA (CNI). Gás Natural: uma avaliação da abertura do mercado brasileiro sob competência da União.

FIRJAN. Perspectivas do Gás no Rio 2024–2025 (jan/2025).

MME. ATA DE REUNIÃO DO CMSE - COMITÊ DE MONITORAMENTO DO SETOR ELÉTRICO - ATA DA 310ª REUNIÃO (Ordinária).

MME – Tomada Pública de Contribuições "Harmonização Regulatória do Setor de Gás Natural" (abr–jun/2025).

PETROBRAS; COMPANHIA DISTRIBUIDORA DE GÁS DO RIO DE JANEIRO (CEG). Contrato de Compra e Venda de Gás Natural na Modalidade Firme Inflexível. Vigência: 2024–2032

VALOR ECONÔMICO. "TAG e GNA assinam acordo para conectar Porto do Açu por meio de gasoduto" (13/12/2022). CNN Brasil. "GNA e NTS estudam terminal no Porto do Açu, com investimento de até R$ 6 bi" (28/07/2025).

Firjan SENAI
SESI