

Perspectivas do Gás no Rio 2022



PATROCÍNIO





Expediente

Firjan – Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro

Presidente

Eduardo Eugenio Gouvêa Vieira

1º Vice-Presidente Firjan

Luiz César Caetano

2º Vice-Presidente Firjan

Carlos Erane de Aguiar

1º Vice-Presidente CIRJ

Carlos Fernando Gross

2º Vice-Presidente CIRJ

Raul Eduardo David de Sanson

Presidente do Conselho Empresarial de Petróleo e Gás

Bruno Pereira de Freitas

Diretor Executivo SESI/SENAI

Alexandre dos Reis

Diretor de Competitividade Industrial e Comunicação Corporativa

João Paulo Alcantara Gomes

Diretora de Compliance e Jurídico

Gisela Pimenta Gadelha

Diretor de Gestão de Pessoas

Guilherme Cavalieri

Diretora de Finanças e Serviços Corporativos

Luciana Costa M. de Sá

CONTEÚDO TÉCNICO

GERÊNCIA DE PETRÓLEO, GÁS E NAVAL

Gerente e Coordenadora de Relacionamento Estratégico

Karine Barbalho Fragoso de Sequeira

Gerente de Projetos

Thiago Valejo Rodrigues

Coordenador da Divisão de Conteúdo Estratégico

Fernando Luiz Ruschel Montera

Equipe

Emanuelle Ferreira de Lima

Felipe da Cunha Siqueira

Iva Xavier da Silva

Julia Nobrega Grega

Juliana de Castro Lattari

Marcelli de Oliveira Tavares

Maria Eduarda Jacinto de Miranda

Myllana Cabral da Silva

Priscila de Amorim Ribeiro Felipe

Savio Bueno Guimarães Souza

Wilson Koji Matsumoto

PROJETO GRÁFICO

GERÊNCIA GERAL DE COMUNICAÇÃO

Gerente Geral

Karla de Melo

Gerente de Comunicação e Marca

Fernanda Marino

Gerente de Imprensa e Conteúdo

Gisele Domingues

Equipe Técnica

Amanda Zarife

Ana Cláudia de Souza

Aurélio Gimenez

Caroline Wolquemuth

Vinícius Magalhães

DEZ. 2022

www.firjan.com.br

Av. Graça Aranha, 1, 12º andar

Centro, Rio de Janeiro

petroleo.gas@firjan.com.br

PATROCÍNIO



Colaboração Externa

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA

Diretora de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Esteves

Equipe

Ana Cláudia Pinto

Marcelo Alfradique

EQUINOR

Vice-Presidente de Marketing, Midstream e Processing

Cláudia Brun

NTS

Gerente Comercial e Novos Negócios

Maurício Simões Lopes

Equipe

Ana Cândida Batalha

Flávia Maciel

Bruno Piloto

PRUMO

Diretor de ESG e Relações Institucionais

Eduardo Kantz

Sumário

LISTA DE SIGLAS	4
EDITORIAL.....	5
AGRADECIMENTOS	6
APRESENTAÇÃO	7
INTEGRAÇÃO DO GÁS NATURAL COM AS ENERGIAS RENOVÁVEIS NO PORTO DO AÇU.....	9
O POTENCIAL DO GÁS NATURAL PARA A INDÚSTRIA DE FERTILIZANTES NO BRASIL E NO RIO DE JANEIRO	13
UM BALANÇO DA LEI DO GÁS: AVANÇOS E PONTOS A SEREM APRIMORADOS.....	17
RESSIGNIFICAÇÃO DA CHAMADA PÚBLICA À LUZ DA NOVA LEI DO GÁS	19
Introdução	19
Alteração do conceito de chamada pública e a necessária revisão da regulamentação preexistente.....	20
Da necessidade de simplificar o mecanismo de chamada pública	21
Da possibilidade de adoção de mecanismos simplificados e alternativos às chamadas públicas.....	21
Comentários finais	23
A NECESSIDADE DO PROGRAMA DE GAS RELEASE NO BRASIL	24
O arcabouço regulatório para o <i>Gas Release</i> no Brasil	24
O GÁS DO FUTURO NÃO É O FUTURO DO GÁS	26
Alinhamento mercado-regulação para o desenvolvimento.....	27
Potencial do Gás Natural no Rio de Janeiro	28
Considerações finais	31
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	32

Lista de Siglas

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

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

CCS – Carbon Capture and Storage

CDL – Companhia Distribuidora Local

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

CVM – Comissão de Valores Mobiliários

E&P – Exploração e Produção

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

FPSO – Floating, Production, Storage and Offloading

FSRU – Floating Storage Regasification Unit

GNA – Gás Natural Açú

GNV – Gás Natural Veicular

GNL – Gás Natural Liquefeito

H2R – Hidrogênio Renovável

HHI – Herfindal-Hirschman Index

IEA – International Energy Agency

LINDB – Lei de Introdução às Normas do Direito Brasileiro

NTS – Nova Transportadora do Sudeste S/A

NPK – Nitrogênio, Fósforo e Potássio

PDE – Plano Decenal de Expansão de Energia

P&D – Pesquisa e Desenvolvimento

PGR – Programa de *Gas Release*

PNF – Plano Nacional de Fertilizantes

PPI – Programa de Parcerias de Investimentos

SIE – Sistema Integrado de Escoamento

TAG – Transportadora Associada de Gás S.A.

UEP – Unidade Estacionária de Produção

UPGN – Unidade de Processamento de Gás Natural

Editorial

Vivemos alguns dilemas. E, no mercado de energia, o grande esforço das nações, das empresas e das pessoas é encontrar respostas viáveis, tecnologicamente e financeiramente, ao desafio de maximizar a produção de energia disponível para garantia da segurança energética. E assim minimizar a emissão de gases de efeito estufa, mantendo os compromissos globais com a agenda climática.

O mundo ainda não consegue responder de forma eficiente a esse dilema sem os combustíveis fósseis. O futuro descarbonizado é um futuro de, cada vez mais, eficiência energética, de transição energética viável e de grandes projetos de integração energética, ainda com os fósseis em pauta.

Nesse cenário, podemos dizer que o Brasil, hoje, já é um país do futuro.

O gás natural é um dos protagonistas nessa construção por ser um produto mais limpo e ter uma queima e uma logística mais eficientes energeticamente. Para muitos países, grandes reduções nas emissões de gases de efeito estufa podem ser atingidas, em um exercício de simulação, apenas com a substituição, em processos industriais, de carvão e de petróleo por esse energético. Esse potencial de resposta coloca o gás natural no centro dessas discussões.

No Brasil já somos integrados energeticamente. Temos um gás natural presente em processos industriais e também já amplamente utilizado como combustível automotor. Temos expertise em biocombustíveis,

hidroeletricidade e outras fontes renováveis. E ainda podemos agregar novas energias – que apoiam o processo de transição energética no mundo, como o hidrogênio e a eólica *offshore* – igualmente com grande potencial de desenvolvimento em nosso país.

O gás natural, fóssil ou renovável, pode ter seu uso ampliado em plantas fabris e contribuir para uma diversidade de produtos derivados com agregação de valor, como o caso da indústria petroquímica. Esse mesmo gás também pode ser matéria-prima para a produção de hidrogênio.

Chegamos à quinta edição do **Perspectivas do Gás no Rio** sem dúvidas do potencial, das necessidades e de todos os benefícios que podemos colher a partir do gás natural. E sem deixar de evidenciar o potencial de desenvolvimento econômico, humano e tecnológico que devemos cultivar a partir das grandes reservas que temos no país, em sua maioria localizadas nas bacias produtoras em águas fluminenses.

Não é por menos que a Firjan SENAI continuamente envia esforços para ressaltar essas oportunidades, apoiar a indústria em sua qualificação e preparar os profissionais que farão a diferença nos esforços de um mundo mais sustentável.

Boa leitura!

Eduardo Eugenio Gouvêa Vieira
Presidente do Sistema Firjan

Agradecimentos

Com a publicação da quinta edição do **Perspectivas do Gás no Rio 2022**, a Firjan SENAI continuou a fortalecer seu relacionamento com os agentes desse mercado ao contar com o apoio interno e externo dos líderes que contribuíram de forma generosa para o melhor resultado.

O **Perspectivas do Gás no Rio** é resultado do esforço da **Firjan SENAI** em evidenciar a posição estratégica do estado do Rio no novo ambiente de mercado em construção, tão crucial para a competitividade do país. Registramos aqui nossos agradecimentos aos parceiros externos, que foram valiosos no desenvolvimento deste documento, especialmente:

À **NTS – Nova Transportadora do Sudeste**, pela contínua parceria em mais uma ação nossa voltada para desenvolver o mercado de gás no Rio.

À **EPE – Empresa de Pesquisa Energética**, pelo apoio de sempre no desenvolvimento do mercado de gás no estado do Rio e no Brasil, trazendo sua visão sobre o potencial do gás natural na indústria de fertilizantes.

À **Equinor**, que é um importante *player* potencial para a expansão da oferta de gás natural, com o olhar sobre a importância do papel do gás natural na matriz energética e possíveis gargalos para o desenvolvimento de um mercado de gás competitivo e sustentável no Rio de Janeiro.

À **Prumo**, pela parceria e comprometimento com o desenvolvimento e expansão do mercado de gás, integrado às energias renováveis.



Apresentação

Mesmo com o ritmo promissor do desenvolvimento de projetos de baixo carbono, é difícil imaginar a eliminação de fontes não renováveis na sua completude. Independentemente da velocidade de substituição das fontes fósseis pelas energias renováveis, não se pode negar que a transição energética vai implicar num aumento da demanda de gás por um longo tempo.

O Rio de Janeiro é o maior produtor energético no país, respondendo por 69% da produção nacional de gás. Mas apenas 28% da sua produção bruta é disponibilizada ao mercado consumidor. Dos 55,9 milhões de m³/dia de gás natural disponibilizados em setembro de 2022 no país, 50% foram oriundos somente do estado do Rio.

Temos mercado consumidor potencial, mas falta uma maior disponibilidade do insumo, além de convivermos com a ameaça constante de majoração do preço ao consumidor final. A expansão da demanda de gás

natural, principalmente para projetos de grande escala, requer garantia de oferta em bases competitivas e ampliação da infraestrutura.

Lembrando que a competitividade dos preços do energético é fator determinante para a manutenção e expansão do consumo existente de gás natural no estado, assim como para entrada de novos *players* no mercado fluminense. Somente assim iremos presenciar o desenvolvimento pleno e dinâmico desse mercado. A importância do gás natural se faz ainda maior no contexto de descarbonização. Mesmo fóssil, o gás é menos poluente e ainda pode ser matéria-prima para o hidrogênio, além de existirem fontes renováveis de gás natural, a exemplo do biogás.

Para apoiar o alcance ao melhor resultado para o estado do Rio, nesta quinta edição do **Perspectivas do Gás Natural no Rio**, a Firjan SENAI aborda a importância do gás natural e sua integração com novas energias, contando com artigos da EPE, Equinor, NTS e Prumo.



A Prumo aborda a *Integração do gás natural com as energias renováveis no Porto do Açu*, evidenciando o papel do gás natural na busca por uma economia de baixo carbono. Na sequência, a **EPE** apresentará *O potencial do gás natural para a indústria de fertilizantes no Brasil e no Rio de Janeiro*, explicitando as vantagens de sua utilização e como o gás natural poderia reduzir a importação brasileira de fertilizantes.

O documento traz ainda o artigo da **Equinor**, que apresenta a visão da empresa de energia sobre os avanços e pontos que ainda carecem de aprimoramentos no mercado de gás, bem como um balanço da Lei do Gás. O documento conta, ainda, com o Sumário Executivo do estudo "A necessidade do Programa de Gas Release no Brasil". Elaborado pela **Consultoria Brattle Group** e patrocinado pela **ABRACE, Firjan, ABAL, FIEMG, FIERGS, ABRACEEL, FIEP, ANFACER, ASPACER, ABIVIDRO e ABPIP**. O estudo apresenta as práticas internacionais sobre o programa de *gas release*, assim como diretrizes para aplicação desse tipo de programa no Brasil, o qual deverá ser regulamentado pela ANP. Por último, a **Firjan SENAI** aborda questões sobre *O futuro do gás natural no Rio*, evidenciando o potencial do gás natural no Rio de Janeiro e o alinhamento mercado-regulação para o seu desenvolvimento. O artigo compila também o potencial que pode

ser destravado no estado em termos de oferta, infraestrutura e demanda.

Além do conteúdo interativo online, com estatísticas do mercado, neste ano, a **Firjan SENAI** faz o lançamento de uma ferramenta inédita: a *Calculadora da Tarifa de Distribuição de Gás Natural*, que tem o intuito de simular a tarifa de gás natural do consumidor por segmento, de acordo com o seu volume de consumo e a última deliberação vigente de cada Unidade Federativa. Ao preencher o consumo de gás natural, será calculado automaticamente o valor médio da tarifa de gás e será possível compará-la em relação às demais distribuidoras estaduais.

Desta forma, a Firjan SENAI continua trilhando o melhor caminho para a tomada de decisão e fomento à competitividade da indústria nacional e fluminense, divulgando conteúdo relevante e ferramentas de apoio ao mercado. Essas ações potenciais oferecem uma série de produtos que ajudam empresas de todos os portes a serem ainda mais produtivas, abrindo oportunidades de negócios nas indústrias.

Todas as estatísticas apresentadas na publicação estão divulgadas através de um painel dinâmico presente em nosso site. Para acessá-lo, basta escanear o QR code abaixo.

Para fazer download da **Calculadora da Tarifa de Distribuição de Gás Natural** é só clicar [aqui](#) ou acessar o ícone abaixo.



**CALCULADORA DE
GÁS NATURAL**

Para acessar os **Dados Dinâmicos do Perspectivas** é só clicar [aqui](#) ou acessar o QR code abaixo.



Integração do gás natural com as energias renováveis no Porto do Açu

Elaborado pela Prumo

O comércio marítimo responde por mais de 80% do comércio global, transportando mercadorias ao redor do mundo. No Brasil, contribui com grande parte do escoamento das *commodities* produzidas pelo país – como soja, minério de ferro e petróleo – responsáveis por quase 70% do volume de exportações brasileiras. No entanto, a cada ano, o setor marítimo emite cerca de 1 bilhão de toneladas de dióxido de carbono e outros gases de efeito estufa. O número equivale às emissões da Alemanha, o sexto país mais emissor do mundo. Reduzir as emissões no setor marítimo é crucial para enfrentar a crise climática global e evitar o aumento da temperatura acima de 1,5°C, em linha com os compromissos assumidos no Acordo de Paris.

Na interseção entre terra e mar, portos desempenham papel relevante para a economia de seus países, assegurando que bens essenciais, como alimentos, medicamentos e combustíveis, cheguem aos seus destinos, com eficiência e segurança. A integração efetiva de portos com os modais rodoviário, ferroviário e hidroviário para o transporte desses produtos, bem como a eficiência em custos, capacidade logística e de armazenagem, são fatores-chave para a competitividade dos países em nível global.

Os benefícios dos portos para o desenvolvimento socioeconômico também incluem impactos positivos na empregabilidade local, na arrecadação de impostos e na agenda de pesquisa e inovação. Esses benefícios se irradiam para além dos limites portuários, sendo fortes indutores de desenvolvimento econômico e social de cidades, regiões e países inteiros¹.

Os mais desenvolvidos complexos portuários do mundo

são também *clusters* industriais, concentrando em sua retroárea atividades como a geração de energia elétrica, polos petroquímicos e siderúrgicos, entre outras.

No contexto das mudanças climáticas e da importância dos fatores ambientais, sociais e de governança para as atividades econômicas, um número crescente de complexos portuários tem se posicionado como *hubs* de energia², capazes de oferecer soluções de redução de emissões para os setores com os quais se relacionam, incluindo o setor marítimo, de petróleo e gás e a indústria.

Localizado na região Norte do Rio de Janeiro, o Porto do Açu é um porto de águas profundas, inserido na lógica de investimentos privados em infraestrutura, com a ambição de ser o porto da transição energética no Brasil.

Valendo-se de sua localização estratégica, de uma infraestrutura portuária de classe mundial e dos diferenciais competitivos relacionados ao ambiente privado de investimentos, o Açu possui papel relevante no escoamento da produção de minério de ferro, na movimentação de petróleo, na geração de energia elétrica e na prestação de serviços às atividades *offshore* do mercado de petróleo e gás.

Atualmente, cerca de 30% das exportações de petróleo brasileiras são movimentadas no local³. Também estão instaladas na retroárea do porto algumas das principais fábricas de tubulações para escoamento de petróleo e gás do mundo, equipamentos de alta complexidade tecnológica essenciais para a exploração em águas profundas, além de importantes bases de apoio logístico para as operações *offshore* do setor.

1 Nesse sentido, merece destaque o Porto de Antuérpia, na Bélgica, o Porto de Roterdã, na Holanda, e o Porto de Singapura, como exemplos de portos que conseguiram maximizar o alcance de suas atividades e possuem papel relevante na economia de seus respectivos países.

2 <https://www.weforum.org/agenda/2022/04/co-creating-change-ports-as-energy-hubs-of-the-future>, acesso em 2/11/22.

3 Movimentações ocorridas no Terminal de Petróleo do Porto do Açu, operado pela Vast Infraestrutura.



Reforçando a sua vocação de porto-indústria, o Açú é também o principal vetor de desenvolvimento do gás natural no Rio de Janeiro. A GNA – Gás Natural Açú é uma *joint-venture* entre as empresas Prumo Logística, Siemens, BP e SPIC Brasil e desenvolve no local o principal *hub* de gás natural da América Latina. O empreendimento contempla usinas de geração de energia a partir do gás natural, um terminal portuário associado a uma Unidade Flutuante de Armazenamento e Regaseificação (FSRU) de GNL, com 28 milhões de m³/dia de capacidade, uma unidade de processamento de gás natural (UPGN), tancagem terrestre e gasodutos que conectarão esses ativos à malha de transporte. Com 3 GW de energia contratada e capacidade adicional de 3,4 GW já licenciada, a primeira usina, com 1,3 GW de capacidade, entrou em operação em 2021. A segunda, com 1,7 GW, encontra-se em construção e fornecerá energia a partir de 2025. Em conjunto, as usinas GNA 1 e GNA 2 irão produzir energia suficiente para o atendimento de 14 milhões de residências, contribuindo para a segurança energética e para diversificação da matriz elétrica brasileira.

A responsabilidade ambiental e climática foi um dos balizadores para a tomada de decisão final de investimento nos projetos da GNA e orientou a busca por soluções tecnológicas e alternativas de projeto voltadas à obtenção da maior eficiência energética possível com o menor impacto ambiental e climático. Nesse sentido, destaca-se a adoção da tecnologia de ciclo combinado nas usinas e turbinas de alta eficiência energética, que combinam menor consumo de gás e menor emissão atmosférica, e a instalação de planta de dessalinização para uso de água do mar, tornando o projeto independente da captação de água doce.

Além de contribuir para a segurança energética, a demanda firme e constante viabilizada pelas usinas termelétricas favorece a instalação de indústrias intensivas em gás natural na retroárea do porto. Adicionalmente, a flexibilidade conferida pelo terminal de GNL e, sobretudo, a futura conexão com a malha de transporte e a possibilidade de estocagem em terra reúnem as condições ideais para a materialização de um *hub* de gás natural no Porto do Açú.

Sabe-se que o gás natural poderá desempenhar um papel relevante e estratégico no desenvolvimento socioeconômico do país nos próximos anos. Estimativas da International Energy Association (IEA)⁴ apontam que o Brasil poderá duplicar a oferta de gás natural em dez anos, originários principalmente da produção do pré-sal. Ampliar a monetização do gás natural tem o potencial de criar milhares de novos postos de trabalho e de aumentar a arrecadação de impostos e *royalties*. O gás natural será também o principal combustível de transição para a economia de baixo carbono, pois é o combustível fóssil que emite menor quantidade de poluentes⁵. A transição para uma economia de baixo carbono abre, portanto, o que pode ser a última janela de oportunidade para o gás natural no Brasil.

Embora a produção do pré-sal venha aumentando, o gás produzido tem sido majoritariamente reinjetado, em função de aspectos técnicos e econômicos. Nesse sentido, a existência de um *hub* privado e integrado de gás, energia e indústria na costa do Rio de Janeiro é um componente essencial para alterar a dinâmica atual de reinjeção e melhorar o aproveitamento do gás do pré-sal brasileiro.

O desenvolvimento deste *hub* é complementado ainda com a acelerada inserção das energias renováveis na região – notadamente a geração solar, as eólicas *offshore* e o hidrogênio verde.

O chamado “hidrogênio verde” tem sido definido como aquele produzido a partir de fontes renováveis – particularmente, energias eólica e solar –, principalmente via eletrólise da água. Por conta de sua ampla aplicação, o mercado já projeta o hidrogênio verde como o combustível do futuro, capaz de oferecer aos países em desenvolvimento a possibilidade de produzir um combustível limpo que possa ser utilizado em setores de difícil descarbonização, ao mesmo tempo em que contribui para uma matriz energética mais renovável⁶.

O hidrogênio verde tem sido considerado também um

importante vetor para o transporte de energia, seja em sua forma pura ou convertido em combustíveis à base de hidrogênio. Para a logística internacional, a transformação do hidrogênio em amônia ou combustíveis sintéticos, como o metanol, desponta como uma solução economicamente viável a curto prazo.

Em todos os casos, a existência de uma infraestrutura integrada, com capacidade de adaptação em sintonia com a transição para uma economia de baixo carbono e apta a oferecer soluções de descarbonização para uma ampla gama de setores da economia, se apresenta como um diferencial estratégico.

Nesse sentido, a integração da energia do presente e do futuro em um *cluster* de infraestrutura moderno e eficiente posiciona o Açu como uma plataforma única para apoiar a transição energética no Brasil.

Além do fator integração, o Açu se beneficia de sua localização privilegiada para apoiar o emergente mercado das eólicas *offshore* no Brasil. Próximo aos centros de consumo de energia e localizado em uma das melhores regiões do país em incidência de vento no mar, o Açu está pronto para se tornar a principal base logística e de produção de equipamentos para parques eólicos marinhos no Brasil.

Com capacidade logística e facilidade no escoamento de energia, o Porto do Açu poderá atender os parques eólicos marinhos na região Sudeste, assim como os demais que serão instalados em outras regiões do Brasil, fornecendo por cabotagem os insumos e equipamentos produzidos na retroárea do porto.

Para reduzir os custos e viabilizar o desenvolvimento de parques eólicos marinhos, é necessária a existência de uma estrutura portuária que suporte todo o serviço de construção, montagem e transporte. Nesse sentido, as características que fazem do Porto do Açu a principal base de apoio logístico para as atividades de petróleo e gás no Brasil serão determinantes para que o porto seja também um *hub* de apoio ao desenvolvimento de parques eólicos marinhos.

4 IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. World Energy Outlook 2018. Paris: OECD/IEA, 2018.

5 BNDES. Gás para o Desenvolvimento, 2020 e Empresa de Pesquisa Energética. Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural, 2019.

6 Programa Nacional do Hidrogênio, Proposta de Diretrizes, Ministério de Minas e Energia, Julho de 2021.

Além da infraestrutura integrada, a extensa malha de monitoramento ambiental da região, consolidada ao longo de mais de dez anos de estudos ambientais, o controle de tráfego marítimo e a expertise em licenciamento ambiental de projetos de larga escala conferem um diferencial competitivo relevante para o avanço dos projetos de eólicas *offshore* e hidrogênio na região.

Recentemente, importantes parcerias com *players* globais visando a materialização de negócios de baixo carbono no Açu foram firmadas, dentre as quais merece destaque a parceria com a Equinor na geração de energia solar, com a Shell para a implementação de uma planta-laboratório de hidrogênio com recursos de P&D e os acordos com a Neoenergia/Iberdrola e EDF Renewables para eólicas *offshore* e hidrogênio verde. Como visto, o Porto do Açu já é um dos maiores

complexos de infraestrutura do país e um ativo estratégico para o Rio de Janeiro e para o Brasil. O modelo de porto-indústria privado e uma infraestrutura de classe mundial resiliente são peças-chave da equação.

A integração do Açu através de projetos de infraestrutura de gás natural permitirá pavimentar o caminho para um melhor aproveitamento das energias do futuro, notadamente o hidrogênio verde e as eólicas *offshore*. Por fim, a disponibilidade de insumos industriais e combustíveis de baixo carbono compõem as bases de formação de um *hub* de energia limpa no Porto do Açu, materializando o seu papel como um porto de integração capaz de promover a inserção global do Brasil no contexto da transição energética e reforçar o seu papel de protagonista na agenda climática internacional.



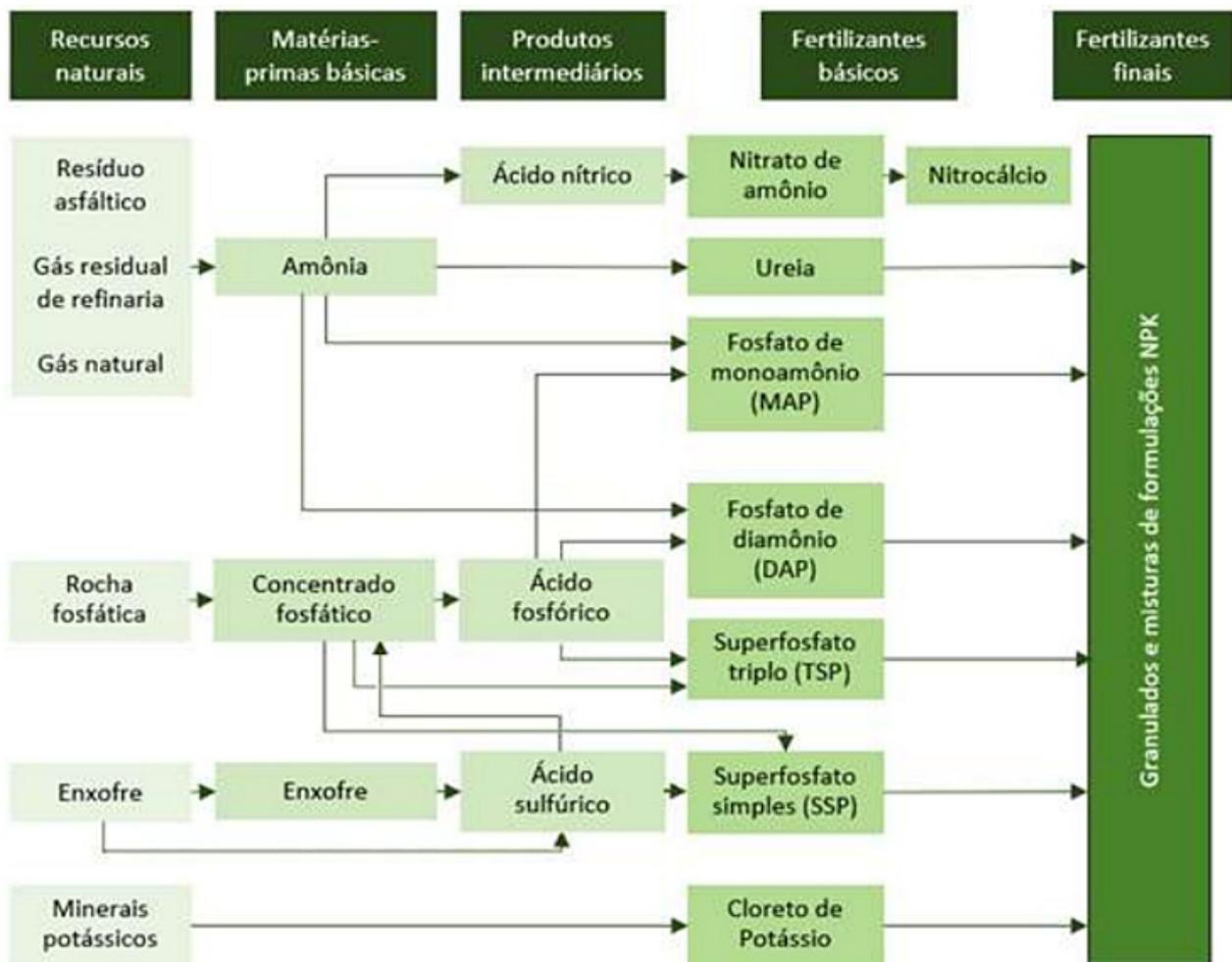
O potencial do gás natural para a indústria de fertilizantes no Brasil e no Rio de Janeiro

Elaborado pela EPE

O Brasil é um dos maiores produtores e exportadores de alimentos e produtos agrícolas do mundo e, conseqüentemente, um dos maiores consumidores de fertilizantes nas atividades do agronegócio. Atualmente, mais de 80% dos fertilizantes utilizados no Brasil são importados (PNF, 2022).

O gás natural, as rochas fosfáticas e as rochas potássicas são as principais matérias-primas para a produção dos fertilizantes nitrogenados (N), fosfatados (P) e potássicos (K), respectivamente. A cadeia de produção do NPK é apresentada na Figura 1.

Figura 1 - Cadeia Produtiva dos Fertilizantes

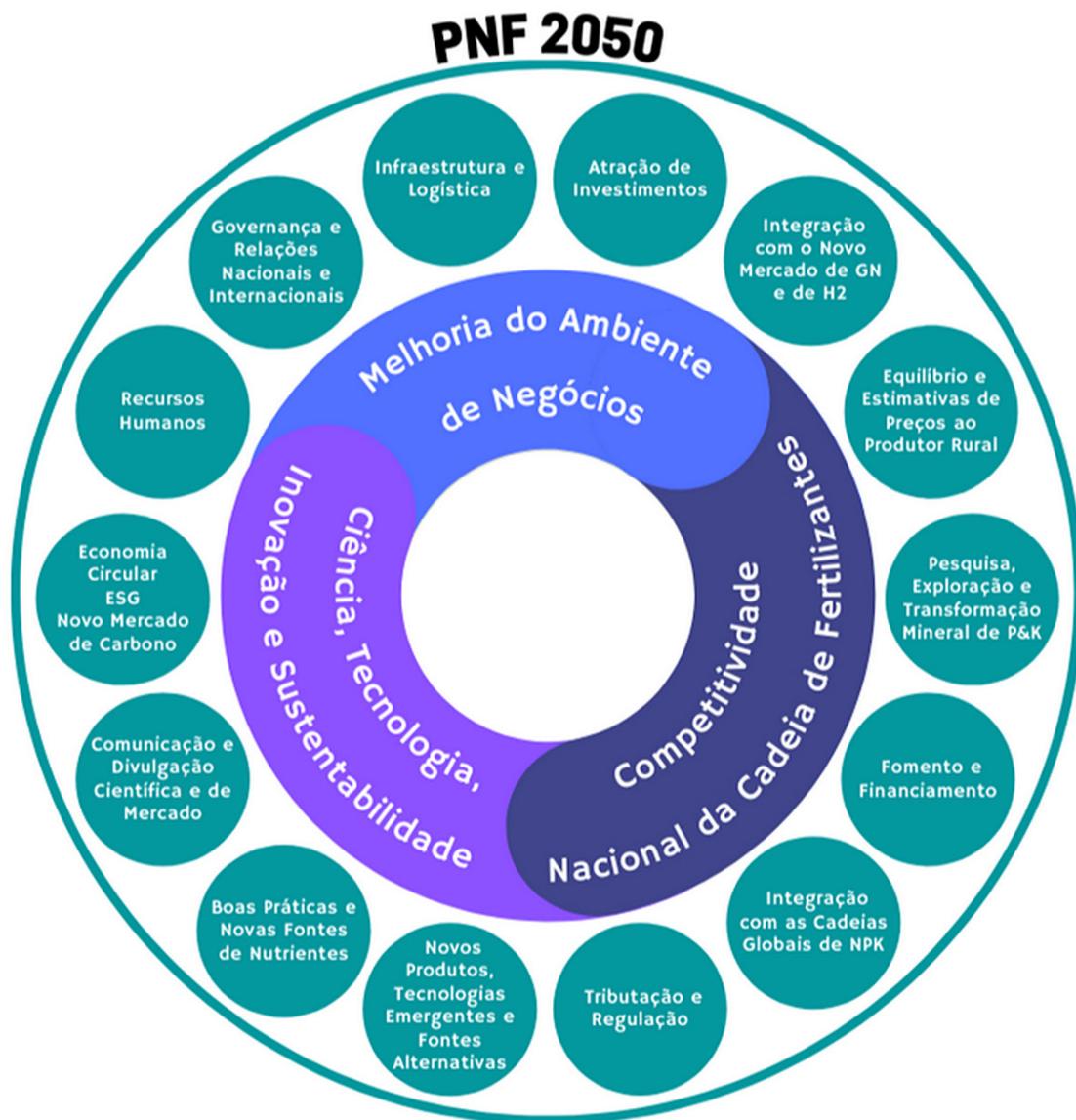


No Brasil, o fertilizante potássico com 38% se destaca como o principal nutriente utilizado, seguido do fosfatado com 33% e do nitrogenado com 29%. O gás natural é utilizado como matéria-prima dos fertilizantes nitrogenados. Destaca-se que o Brasil é o quarto maior consumidor mundial desse tipo de fertilizante (PNF, 2022).

Em resposta a esse cenário, o Governo Federal criou o Plano Nacional de Fertilizantes (PNF), visando o fortalecimento de políticas para aumentar a competitividade da produção e da distribuição de

fertilizantes no Brasil de forma sustentável. O PNF tem como objetivos ordenar as ações públicas e privadas para ampliar a produção competitiva de fertilizantes (abrangendo adubos, corretivos e condicionadores) no Brasil; diminuir a dependência externa tecnológica e de fornecimento, mitigando os impactos de possíveis crises; e ampliar a competitividade do agronegócio brasileiro no mercado internacional, respeitando as regulamentações ambientais. As propostas e diretrizes norteadoras de todo o processo de construção do PNF podem ser identificadas na Figura 2.

Figura 2 – Propostas e diretrizes do PNF

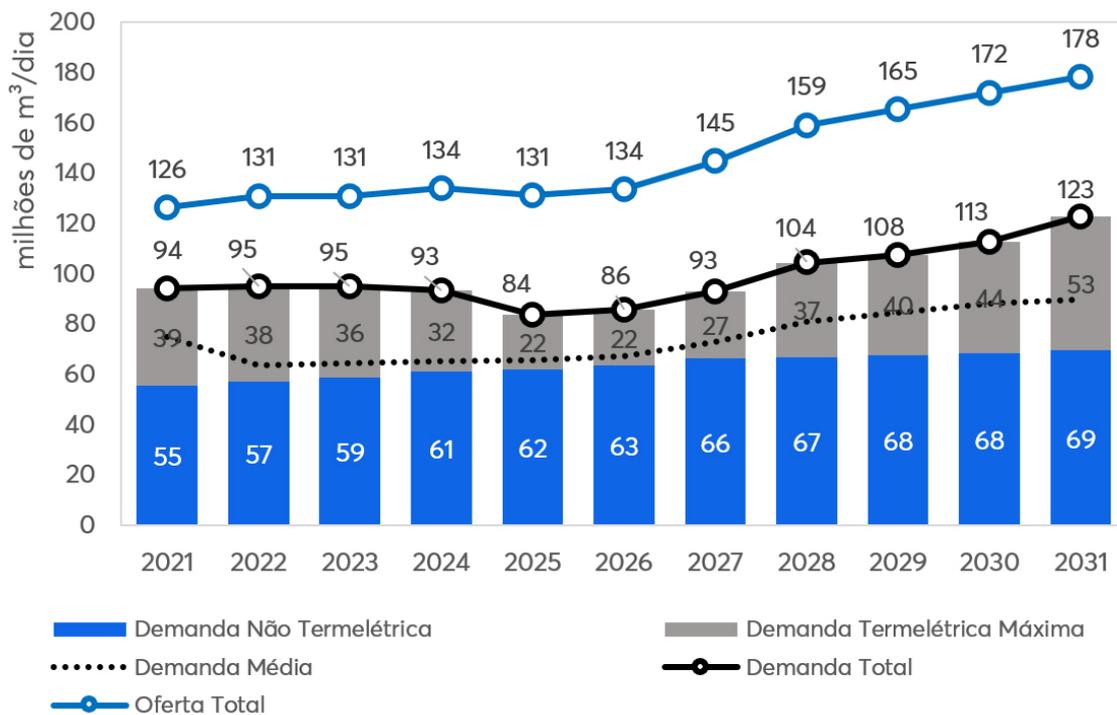


Importante destacar que o custo relativo da matéria-prima e a garantia de suprimento dos insumos são fatores relevantes na decisão de investimento em uma nova planta. Nesse sentido, a busca por matérias-primas mais competitivas representa um caminho para o aumento da viabilidade e o surgimento de novos investimentos no segmento de fertilizantes. Nesse aspecto, o gás natural pode ser um importante insumo, a depender das suas condições de competitividade. O desenvolvimento da indústria de fertilizantes nacional está diretamente associado ao acesso à matéria-prima competitiva e às condições logísticas adequadas. Nesse aspecto, o gás natural desponta como oportunidade para a retomada da indústria de fertilizantes no Brasil e, em particular, no Rio de Janeiro.

De acordo com o balanço de gás natural do PDE 2031 (Gráfico 1), a oferta de gás natural no país apresenta um crescimento significativo entre 2026 e 2031, com a disponibilidade de maiores volumes de gás natural associado e não associado produzidos em ambiente marítimo.

Em um primeiro momento se observa que as elevações na oferta nacional decorrem de aumento na produção de gás associado (pré-sal e não pré-sal) e, posteriormente, de um aumento expressivo do gás nacional não associado. Em todo o horizonte de estudo, nota-se um aumento da produção nacional de gás associado, proveniente majoritariamente do pré-sal, cuja contribuição alcança o patamar de 83,5% no ano de 2026 e reduz para cerca de 64% em 2031 com o aumento na produção da Bacia do SEAL, bem como de produções de gás não associado no pré-sal. Os investimentos em infraestrutura e os avanços regulatórios alavancados pelo Programa Novo Mercado de Gás podem gerar alternativas competitivas na indústria de gás, permitindo assim maior desenvolvimento do mercado de gás natural brasileiro e possibilitando novos projetos em fertilizantes nitrogenados para o desenvolvimento dessa indústria.

Gráfico 1 – Balanço de gás natural nacional – Malha integrada do PDE 2031

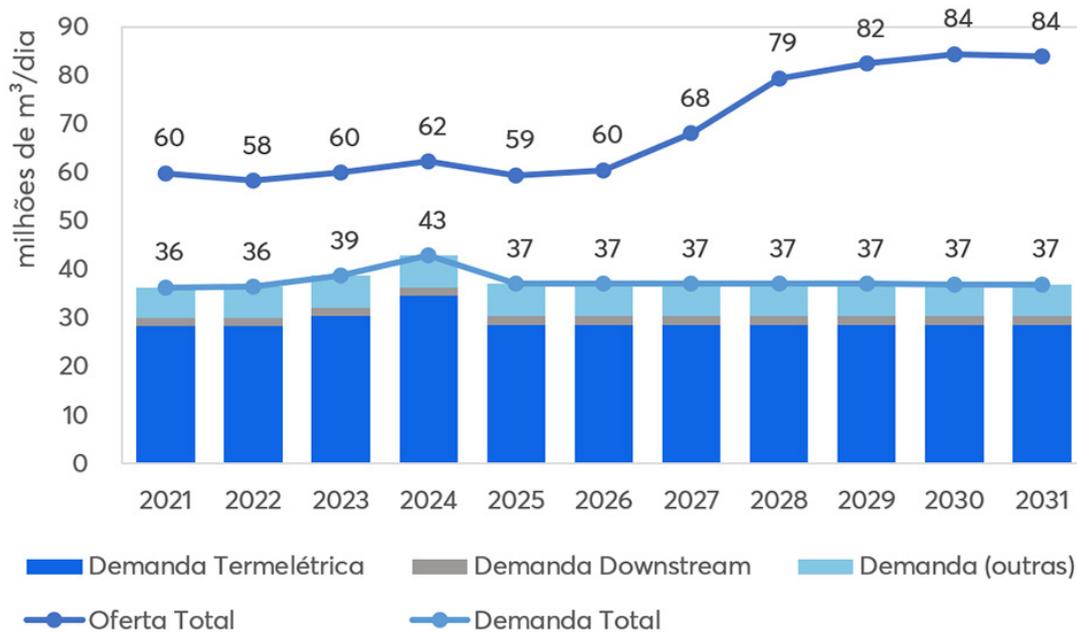


Fonte: EPE, 2022

Se concentrarmos nossa atenção no estado do Rio, a análise do balanço de gás natural no estado para os próximos 10 anos (Gráfico 2) indica um crescimento na oferta potencial de gás natural de cerca de 38%. Destaca-se que o crescimento mais acentuado ocorrerá a partir do ano de 2026, principalmente advindo dos campos do pré-sal. Essa abundante produção

coloca o Rio de Janeiro numa posição favorável para o fornecimento de gás natural para a indústria fluminense em geral, e, em particular, tornando-se um fator competitivo para a indústria de fertilizantes. Nesse sentido, o Rio de Janeiro encontra-se em uma posição avançada numa possível expansão do parque nacional da indústria de fertilizantes nos próximos anos.

Gráfico 2 – Balanço de gás natural nacional no Rio de Janeiro no período 2021-2031



Fonte: EPE, 2022

Vale ressaltar que o estado do Rio encontra-se em uma posição de destaque, visto que possui arcabouço regulatório recente com a Lei 9.716/22, que cria o primeiro plano estadual de fertilizantes do Brasil. Ele tem o objetivo de promover o desenvolvimento do estado através da atração de indústrias de fertilizantes nitrogenados, que usam o gás natural como matéria-prima. Além disso, esse modelo de negócio pode despertar interesse do mercado fluminense de gás natural pelas oportunidades logísticas em grandes portos existentes, como o Porto de Itaguaí e o Porto do Açu. A perspectiva do aumento do processamento de gás

natural nos próximos anos, principalmente do gás advindo do pré-sal, gera expectativas positivas para a competitividade do gás natural nos próximos anos, que podem ser absorvidos em parte pela indústria de fertilizantes brasileira. Nesse sentido, há espaço para o crescimento da indústria de fertilizantes no Rio de Janeiro, e essa expansão é muito importante para a garantia da oferta destes produtos no país. O aumento da oferta de fertilizantes poderia causar impactos benéficos importantes para a sociedade brasileira, especialmente a redução da dependência externa e geração de emprego e renda no país (EPE, 2019).

Um balanço da Lei do Gás: avanços e pontos a serem aprimorados

Elaborado pela Equinor

O ano de 2022 vai ficar para a história como o primeiro ano em que produtores de gás puderam finalmente comercializar sua produção diretamente com o mercado. Nada disso seria possível sem a aprovação, em abril de 2021, da Lei do Gás (Lei 14.134/2021), que, entre outros pontos, proporcionou uma maior estabilidade jurídica e reduziu riscos para a contratação de capacidade de acesso tanto para o transporte regulado quanto para infraestruturas essenciais, como escoamento e processamento.

Estamos entre os primeiros fornecedores a participar do Novo Mercado de Gás, fornecendo nosso gás produzido no campo de Roncador, que adquirimos em 2018, visando uma parceria estratégica com a Petrobras para aplicar a nossa experiência de décadas com tecnologias de recuperação avançada de petróleo na plataforma continental norueguesa.

Vencer a chamada pública da Bahiagás no final de 2021 foi só o primeiro passo para o gás da Equinor chegar ao mercado. Encontramos uma solução transitória para acessar tanto o sistema integrado de escoamento da

Bacia de Campos quanto a Unidade de Processamento de Gás de Cabiúnas, o que viabilizou não só o acesso, como também a comercialização da nossa parcela de líquidos de gás natural. E, por fim, mas não menos importante, já que toda a capacidade de transporte já estava contratada pela Petrobras, a viabilização dos contratos extraordinários de capacidade de transporte pela TAG permitiu que contratássemos capacidade de entrada e saída para que o nosso gás fosse efetivamente entregue para a Bahiagás.

Há um ano o mercado de gás estava limitado a somente um supridor. Hoje, já temos nove fornecedores diferentes atendendo 15% da demanda de distribuidoras de gás com condições de preço bem distintas do que ocorria há um ano. Pode ser visto como algo modesto, mas é uma sinalização muito importante para o mercado, pois confirma que o modelo funciona e que, com diversidade de agentes, teremos maior competição e liquidez para os negócios de gás no país. Vale destacar que a abertura do mercado de gás no Brasil se deu durante um dos períodos mais disruptivos e conturbados que



o mercado de energia global já vivenciou, com preços ultrapassando limites nunca imagináveis.

Num mercado sem muitas alternativas de estocagem de gás e, ao mesmo tempo, com termelétricas que demandam um gás muito flexível, a principal fonte para balancear o mercado é o gás natural liquefeito. Com a escalada de preços, lidar com desbalanços tanto na oferta de gás quanto na demanda requereu atenção redobrada de todos os agentes, pois um ato falho poderia resultar em perdas financeiras substanciais. E, como consequência, algo que era impensável há alguns meses atrás começou a acontecer: as distribuidoras de gás começaram a constatar que seriam mais eficazes na gestão do risco de balanceamento da saída e, portanto, optaram por contratar a saída no sistema de transporte de gás.

Esse é um passo importante na formação de pontos virtuais de negociação de gás que, por sua vez, propiciam uma maior possibilidade de transações entre agentes vendedores e compradores, e o consequente aumento de liquidez. Hoje, além de contratos de compra e venda de gás firme, já se pode negociar contratos de opção de venda de gás (PUT), bem como contratos SPOT entre agentes. Assim, pouco a pouco, os agentes vão desenvolvendo novos produtos para lidar com a falta de flexibilidade no mercado de gás brasileiro e, com isso, mitigar riscos de falhas operacionais tanto no *upstream* como no *downstream*.

Ainda temos muitos desafios pela frente e podemos aproveitar as incontáveis lições aprendidas para aperfeiçoar os contratos de transporte de forma a diminuir as incertezas dos custos transacionais que ainda afugentam a entrada de novos carregadores. Para tanto, é necessária a implementação de um Conselho de Usuários, conforme requerido pela Lei do Gás, agregando todos os possíveis carregadores para que a perspectiva dos usuários seja considerada pela ANP na revisão dos contratos de transporte.

Além disso, as condições de acesso negociado a infraestruturas essenciais estão hoje sendo testadas, mas o modelo de negócio a ser considerado deve contemplar as especificidades de cada bacia e infraestrutura envolvida. Isso quer dizer que o modelo definido para a Bacia de Santos não deve ser necessariamente o mesmo a ser adotado para infraestruturas essenciais de outras bacias, por exemplo. Entendemos que, em bacias que tenham infraestruturas

com investimentos já amortizados e onde a perspectiva de novos usuários esteja atrelada a campos marginais, o modelo de negócio deve ser desenvolvido de forma a promover a extensão da vida útil dos campos.

Outro ponto a se considerar é que, apesar da grande evolução na regulamentação do consumidor livre de gás em diversos estados no Brasil, ainda há muitos obstáculos para a migração desses clientes para o mercado livre. A compra de gás é muito mais física e complexa do que energia elétrica, sem considerar o fato de cada estado ter regras distintas, trazendo uma complexidade desnecessária e que só agrega custos operacionais para todos os envolvidos. Com tantas incertezas, tomar decisões com meses de antecedência, com poucos agentes de mercado capacitados para efetivamente viabilizar a entrega do gás, ainda é um grande desafio. A questão de competência entre as agências reguladoras estaduais e a ANP só introduz mais incertezas num setor já bastante complexo.

A efetiva implementação da agenda regulatória da ANP é crucial para que possamos avançar e para garantir que um mercado líquido e competitivo se torne realidade. As conquistas de 2022 envolveram uma intensa colaboração entre diversos agentes, reforçando o conceito de que juntos somos mais.

Intervenções no desenho de mercado estabelecido pela Lei do Gás visando acelerar a transição devem ser evitadas nesse estágio inicial da reforma, quando os agentes do setor estão trabalhando para desenvolver novos modelos de negócios e mitigar riscos no desenvolvimento de novos projetos e nos contratos em vigor. Reforçar o papel da ANP e dar agilidade na agenda regulatória são pontos essenciais para seguirmos na direção de um mercado livre de gás no país, com garantia de acesso não discriminatório às infraestruturas e aos consumidores.

A Equinor pretende continuar a ajudar a escrever a história do mercado de gás no Brasil. Temos muitos avanços a celebrar, mas ainda há muito trabalho pela frente, e seguiremos compartilhando nossa experiência como maior comercializador de gás natural da Europa para continuar contribuindo para o desenvolvimento no Brasil de um mercado de gás líquido com acesso isonômico e não discriminatório. Juntos, já construímos muito. Juntos, seguiremos construindo as pontes necessárias para que o mercado de gás seja ainda mais robusto e resiliente no país.

Ressignificação da Chamada Pública à luz da Nova Lei do Gás

Elaborado pela NTS

Introdução

Em meio ao contexto de progressiva alteração da conjuntura do mercado de gás natural no país, com a migração de um mercado com altíssimo grau de concentração vertical e horizontal em direção a um mercado cada vez mais competitivo em todos os elos da cadeia, a Nova Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021) e seu decreto regulamentador (Decreto nº 10.712/2021) trouxeram alteração fundamental na finalidade da chamada pública, que passou a ser a estimativa de demanda efetiva pelos serviços de transporte e não mais a contratação de capacidade.

Este artigo chama atenção para a necessidade de alterar substancialmente os atuais procedimentos de

chamada pública / contratação de capacidade de transporte no Brasil, que se encontram incompatíveis com as práticas internacionais e com as perspectivas de desenvolvimento do mercado de gás e constituem verdadeiro gargalo regulatório com impactos à infraestrutura logística e a investimentos no setor. Abordaremos ao longo do artigo as bases legais e regulatórias para a implementação da nova finalidade, debatendo a aplicabilidade e a premente necessidade de simplificação do mecanismo de chamada pública nos casos atualmente previstos para construção ou ampliação de gasodutos de transporte de gás.



Alteração do conceito de chamada pública e a necessária revisão da regulamentação preexistente

Como mencionado, a Nova Lei do Gás alterou o conceito de chamada pública, desvinculando-o totalmente da finalidade anterior, que expressamente

citava a contratação de capacidade de transporte, senão vejamos:

Legislação Antiga:	Legislação Atual:
Chamada Pública: procedimento, com garantia de acesso a todos os interessados, que tem por finalidade a contratação de capacidade de transporte em dutos existentes, a serem construídos ou ampliados.	Chamada Pública: o procedimento, com garantia de acesso a todos os interessados, que tem por finalidade estimar a demanda efetiva por serviços de transporte de gás natural , na forma da regulação da ANP

Essa desvinculação entre chamada pública e contratação de capacidade de transporte é intencional e decorre de uma conjuntura de mercado que já se alterou substancialmente e seguirá cada vez mais em direção a um mercado competitivo.

A exigência de realização de chamada pública para contratação de capacidade prevista na atual regulação da ANP (RANP 11/2016 e RANP 37/2013) se mostra, portanto, incompatível com a atual legislação, dado que decorre (i) de uma previsão legal já revogada; e de (ii) uma conjuntura de mercado alterada¹.

É dever da regulação acompanhar essa transformação do mercado, sob pena de termos uma regulação anacrônica que não corrige adequadamente as ineficiências do mercado regulado e, ainda mais grave, prejudica o seu desenvolvimento.

Conforme os bons princípios da teoria da regulação e as exigências na Lei de Introdução às Normas do Direito Brasileiro (LINDB), da Lei de Liberdades Econômicas, da Lei Geral das Agências Reguladoras e do Decreto 10.411/2020, todas as agências reguladoras precisam analisar cuidadosamente o mercado objeto de regulação para identificar suas ineficiências e propor medidas adequadas para saná-las, sendo vedada a imposição de medidas excessivamente onerosas que gerem custos de transação desnecessários.

A Nova Lei do Gás conferiu maior autonomia à ANP para regular o novo procedimento de chamada pública do que o regime anterior, que já previa em lei um regramento mínimo sobre chamada pública.

¹ Nesse ponto, nos termos do Art. 2º, §1º da Lei de Introdução às Normas do Direito Brasileiro (LINDB), é importante reforçar que as disposições da regulação preexistente consideradas incompatíveis com a nova legislação da indústria do gás natural deveriam ser reputadas e revogadas tanto pela aplicação (a) do critério hierárquico, uma vez que a Lei 14.134/2021, o Decreto 10.712/2021 e a Resolução CNPE 03/2022 podem ser consideradas normas hierarquicamente superiores às resoluções da ANP, como (b) do critério temporal, uma vez que "a lei

posterior revoga a anterior quando expressamente o declare, quando seja com ela incompatível ou quando regule inteiramente a matéria de que tratava a lei anterior". Pela mesma razão de incompatibilidade, com base no Decreto n.º 10.139/2019, que estabelece as diretrizes para revisão e consolidação dos atos normativos inferiores a decretos, tal regulação preexistente é considerada revogada tacitamente, devendo ser obrigatoriamente revogada de forma expressa pela ANP, em atendimento ao disposto nos artigos 6º, 7º e 8º do referido Decreto.

Da necessidade de simplificar o mecanismo de chamada pública

Na esteira da Nova Lei do Gás – que desvinculou chamada pública e contratação de capacidade de transporte – a Resolução CNPE 3/2022 apresentou diretriz específica de “simplificação dos processos de oferta de capacidade de transporte de gás natural, que devem ser promovidos com periodicidade pré-definida e com cronogramas amplamente divulgados”. Tal diretriz de simplificação é consistente com a Nova Lei do Gás e reflete processo natural diante de um mercado cada vez mais competitivo, maduro e eficiente, que requer mecanismos ágeis, flexíveis e eficientes para estimar a demanda e contratar serviços de transporte, representando a real oportunidade para fomentar cada vez mais investimentos no mercado

brasileiro de transporte de gás natural.

Frise-se que o fim da obrigatoriedade de realização de chamada pública para contratação de capacidade não impede que um transportador, com a aquiescência da ANP, requeira dos carregadores, no contexto de uma chamada pública, para estimar a demanda de um compromisso de contratação como forma de: (a) mitigar o risco de carregadores que não tenham interesse efetivo na contratação do serviço manifestem algum tipo de demanda durante a chamada pública pelo fato de tal manifestação não ser vinculante; e (b) ter maiores garantias de contratação de capacidade e, conseqüentemente, de retorno sobre o investimento.

Da possibilidade de adoção de mecanismos simplificados e alternativos às chamadas públicas

Conforme mencionado, a ANP deve observar como finalidade do procedimento de chamada pública a efetiva estimativa da demanda pelos serviços de transporte de gás natural e como diretrizes para sua estruturação, a garantia de acesso a todos terceiros interessados por meio de mecanismos simplificados, em observância aos princípios da celeridade e eficiência. No entanto, a chamada pública não deve ser vista como único mecanismo para a estimativa da demanda efetiva pelos serviços de transporte de gás natural. Na verdade, a chamada pública compõe um sistema mais complexo para estimar a demanda e deve ser considerada pela ANP em conjunto com outros mecanismos que atendem à mesma finalidade e contribuem para um dimensionamento mais eficiente e adequado de infraestrutura (construção e ampliação de gasodutos).

Assim é que a Nova Lei do Gás estabelece mecanismos alternativos, mais dinâmicos, céleres e eficientes em relação à oferta de capacidade por meio de chamadas públicas, de acordo com as circunstâncias e especificidades do caso concreto, a exemplo da utilização de plataforma eletrônica que assegure transparência e tratamento não discriminatório aos potenciais carregadores, e a preparação de um plano coordenado decenal a ser aprovado pela ANP, após consulta pública (Art. 15º, § 3º)², eliminando a necessidade de se realizar uma chamada pública para construir cada novo gasoduto de transporte. Ainda nessa linha, o Decreto 10.712/2019 (Art. 6º) estabelece que a ANP poderá solicitar que a Empresa de Pesquisa Energética (“EPE”) elabore estudos técnicos para suportar decisões relativas à outorga das atividades da indústria do gás natural aos planos

² O referido plano deverá ser proposto pelo gestor da área de mercado de transporte e deverá contemplar as providências para otimização, reforço, ampliação e construção de novas instalações do sistema de transporte, conforme regulação da ANP (Art. 3º, XXX, Art. 15º, III e IV) e Art. 15º, § 3º da Lei 14.134/2021).

coordenados de desenvolvimento do sistema de transporte. A Nova Lei do Gás prevê a preparação, pelo gestor da área de mercado, de um plano coordenado de desenvolvimento do sistema de transporte, que terá como objetivo o atendimento da demanda por transporte de gás natural no sistema de transporte, a diversificação das fontes de gás natural e a segurança de suprimento pelo prazo de 10 anos (Art. 15º, § 3º), devendo conter as providências para otimização, reforço, ampliação e construção de novas instalações do sistema de transporte (Art. 3º, XXX).

Inclusive, o Decreto 10.712/2021 permite expressamente que a ANP adote soluções individuais que visem ao atendimento das diretrizes do CNPE e da Lei 14.134/2021 até que seja editada regulação específica pela agência, o que possibilita a adoção de outros mecanismos que não a realização de uma chamada pública ou mesmo de procedimentos de chamada pública mais simples, ágeis e eficientes, conforme as necessidades do caso concreto.

Nos casos de investimentos em ativos existentes no curso normal da operação da atividade de transporte ou que promovam maior segurança ou flexibilidade operacional, sugere-se que os próprios transportadores submetam periodicamente, para aprovação da ANP, um plano com os investimentos planejados (Plano de Investimentos). Uma vez aprovado, o Plano

de Investimentos poderia ser realizado mediante a obtenção (conforme o caso) de autorização de construção e autorização de operação nos termos da RANP 52/2015, não sendo necessário realizar chamada pública. Os investimentos realizados integrariam a base de ativos regulatórios do transportador. A preparação e aprovação de um Plano de Investimentos proporcionaria maior previsibilidade e segurança para a realização de investimentos tanto sob a perspectiva do transportador quanto da ANP.

A ANP também deve levar em consideração que diversas outras agências reguladoras já implementam com bastante sucesso uma simplificação de processos com base no possível impacto que determinado agente ou operação pode causar ao respectivo mercado regulado. Um exemplo recente foi a edição da Resolução CVM 160/2022, que dispõe sobre ofertas públicas de distribuição primária ou secundária de valores mobiliários e a negociação dos valores mobiliários ofertados nos mercados regulamentados. A referida resolução prevê duas modalidades de registro de distribuição de valores mobiliários, sendo uma delas denominada "registro automático de distribuição", que não se sujeita a análise prévia da CVM e está disponível para determinadas situações em que o potencial de afetar negativamente o mercado em geral e a poupança popular seja mais baixo.

Comentários finais

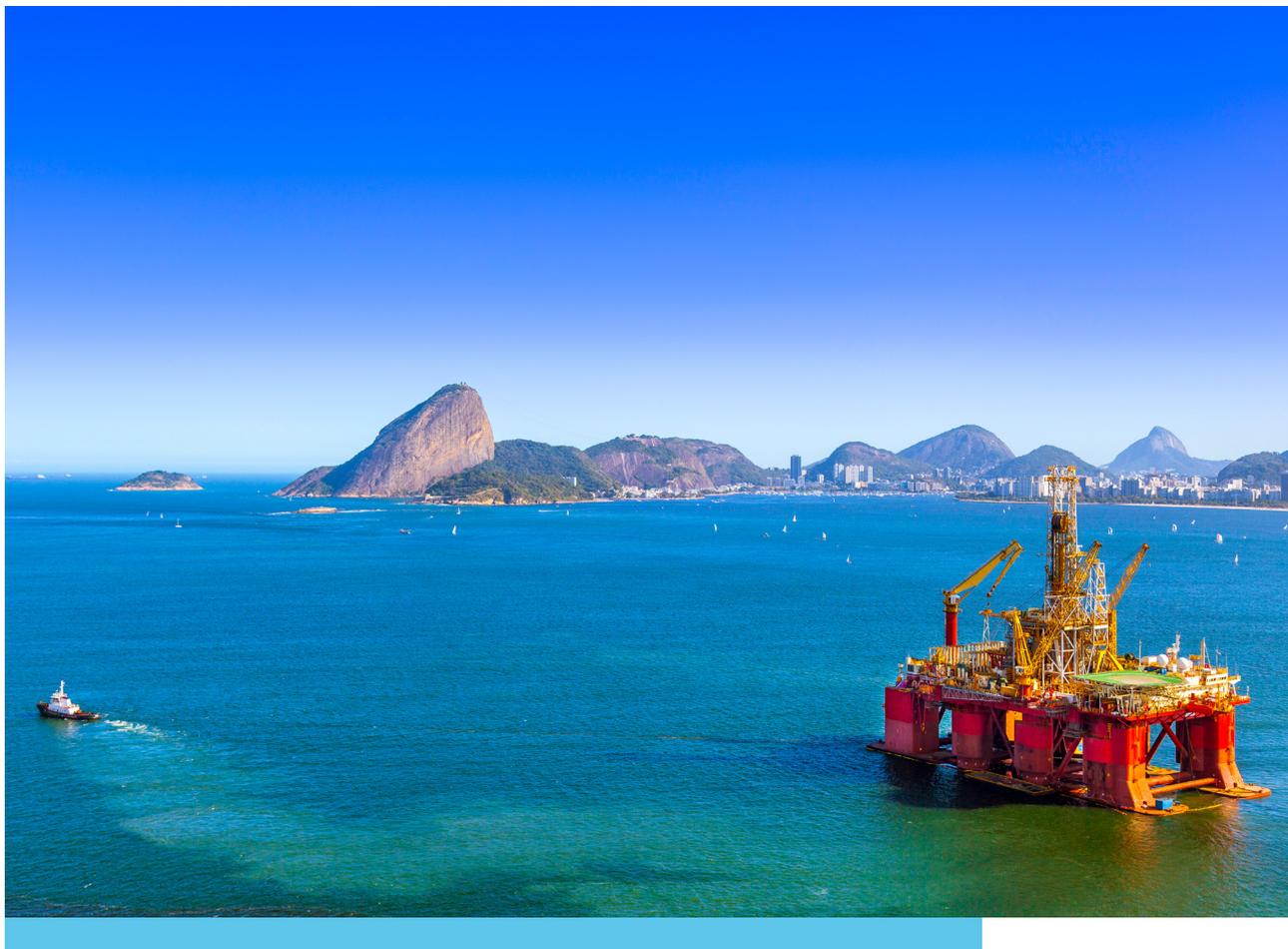
O gás natural vem se tornando cada vez mais relevante para a segurança energética (e climática) em todo o mundo e a sua regulação no Brasil requer aprimoramentos para conferir segurança aos investimentos em infraestrutura, necessários para viabilizar um mercado aberto, competitivo e dinâmico. A legislação setorial e referências internacionais conferem à ANP todas as condições para que avance em uma regulação mais ágil, flexível e eficiente do que o atual procedimento de chamadas públicas vinculadas à contratação de capacidade de transporte.

Ao longo desse artigo, vimos que (i) a Nova Lei do Gás e as diretrizes setoriais ressignificaram o conceito e a finalidade das chamadas públicas, que agora devem ser simplificadas e desvinculadas do processo de contratação de capacidade de transporte; (ii) a ANP possui competência e autonomia para viabilizar um novo procedimento para chamada pública;

(iii) o mercado brasileiro de gás natural está passando por um processo de transição para um mercado cada vez mais competitivo e eficiente; e (iv) existem outros mecanismos legais para a efetiva estimativa da demanda por capacidade de transporte.

Em outras palavras, é possível atingir a finalidade de uma chamada pública sem necessariamente haver um processo tão oneroso como o da RANP 11/2016. Uma regulação moderna deve contemplar o contexto e as necessidades do mercado, conferindo segurança aos seus diferentes agentes.

A Nova Lei do Gás trouxe a perspectiva de um novo cenário para que o mercado de gás no Brasil viabilize o seu grande potencial de crescimento nos próximos anos. Para isso, é fundamental que a regulação avance para eliminar gargalos regulatórios e logísticos que prejudicam o seu desenvolvimento.



A necessidade do Programa de Gas Release no Brasil

Artigo extraído de estudo elaborado pela Brattle Group sob demanda da ABRACE, Firjan, ABAL, FIEMG, FIERGS, ABRACEEL, FIEP, ANFACER, ASPACER, ABIVIDRO e ABPIP

O Brasil adotou recentemente uma legislação fundamental para a liberalização de seu mercado de gás natural, permitindo o acesso regulamentado e não discriminatório à infraestrutura de rede essencial. A autoridade de concorrência também deu um passo importante ao garantir os compromissos da Petrobras para alienar suas participações acionárias no transporte e distribuição de gás natural. Juntas, as regras de desinvestimento e desagregação conferem credibilidade às reformas. No entanto, a experiência internacional indica que o Brasil também precisará de um programa significativo de liberação de gás.

Em particular, a experiência internacional contém muitos exemplos de países que iniciaram o processo de liberalização por meio de ampla legislação, similar à adotada no Brasil, enfatizando o acesso não discriminatório às redes de gás natural, sobretudo na

desagregação. No entanto, mostrou-se difícil para o desenvolvimento da concorrência em países onde as operadoras controlavam o acesso à maior parte dos recursos de gás natural disponíveis, como ocorre atualmente no Brasil.

Alguns países impuseram limites legais aos fornecedores para a participação máxima do mercado de gás. Mas as empresas encontraram maneiras de adiar a conformidade ou de cumprir sem entregar uma concorrência efetiva, como fora pretendido. A experiência indicou que programas eficazes de liberação de gás são essenciais para o desenvolvimento bem-sucedido da concorrência.

Recomendamos, portanto, que o Brasil complemente as recentes reformas por meio da implementação de um programa de liberação de gás capaz de oferecer uma estrutura de mercado competitiva.

O arcabouço regulatório para o Gas Release no Brasil

Baseamo-nos na experiência internacional para desenvolver recomendações detalhadas para um programa de liberação de gás no Brasil. O design aborda questões-chave, incluindo:

- O tamanho do programa, ou seja, o volume a ser disponibilizado a cada ano;
- A duração do Programa de Gas Release (PGR);
- Como definir o preço do gás disponibilizado pelo PGR;
- As medidas acessórias exigidas em relação à capacidade do gasoduto;
- A possível necessidade de liberar clientes de contratos de longo prazo existentes;
- Problemas administrativos.

Ao elaborar um programa de liberação de gás, é importante reconhecer que o Brasil ainda não possui

uma rede integrada de dutos cobrindo todas as áreas do país. A liberação de gás em alguns locais não necessariamente terá impacto em outros.

Os volumes apropriados para um programa dependerão, em parte, dos aumentos previstos na produção de gás natural *offshore*. Reconhecemos que o Brasil prevê um aumento significativo na produção de gás natural até 2030, em parte graças aos investimentos contínuos e prospectivos de outras empresas que não a Petrobras. Como primeiro passo, recomendamos modelar o impacto que tal investimento terá na estrutura de mercado futuro, independentemente de um PGR.

A experiência internacional confirma a importância de estabelecer programas longos. Seria perigoso esperar que um horizonte temporal de apenas dois anos

pudesse ser uma forma eficiente de atrair entrantes que complementaríamos os volumes liberados com contratos de importação de longo prazo após o término do programa.

A liberação de gás não oferecerá nenhum benefício para os clientes existentes que se encontrem vinculados por contratos de gás de longo prazo com um fornecedor estabelecido. A experiência da Alemanha indica que a concorrência avançou quando a autoridade da concorrência libertou os clientes das restrições dos contratos existentes, declarando que era inerentemente anticoncorrencial um contrato de fornecimento de gás natural prender um cliente ao seu fornecedor existente por um período determinado de anos. Essa decisão deu aos clientes existentes liberdade imediata para adquirir porções significativas de suas necessidades de gás natural de fontes alternativas. Recomendamos

uma regra semelhante que resguarde os direitos dos clientes existentes de escolha efetiva entre todos os fornecedores de gás concorrentes, incluindo a Petrobras e os participantes do PGR.

Por fim, desenvolvemos algumas recomendações sobre os requisitos administrativos para um Programa de *Gas Release* brasileiro:

- Seria desejável que a responsabilidade pela supervisão do PGR fosse atribuída claramente a um único órgão (a Autoridade PGR). Esse não precisa ser um novo órgão – por exemplo, a Autoridade PGR poderia fazer parte do regulador de óleo e gás;
- A Autoridade PGR também seria responsável por garantir que os participantes estejam bem-informados sobre o processo de PGR e os requisitos de participação, por exemplo, organizando um site e reuniões para abordar questões sobre o PGR.



Esse texto representa um extrato adaptado do Sumário Executivo do estudo “A necessidade do Programa de *Gas Release* no Brasil”, elaborado pela Brattle Group. A versão completa do estudo será lançada em breve,

apresentando as práticas internacionais sobre o programa de *gas release*, assim como o detalhamento de diretrizes para aplicação desse tipo de programa no Brasil, o qual deverá ser regulamentado pela ANP.

O gás do futuro não é o futuro do gás

Elaborado por Firjan SENAI

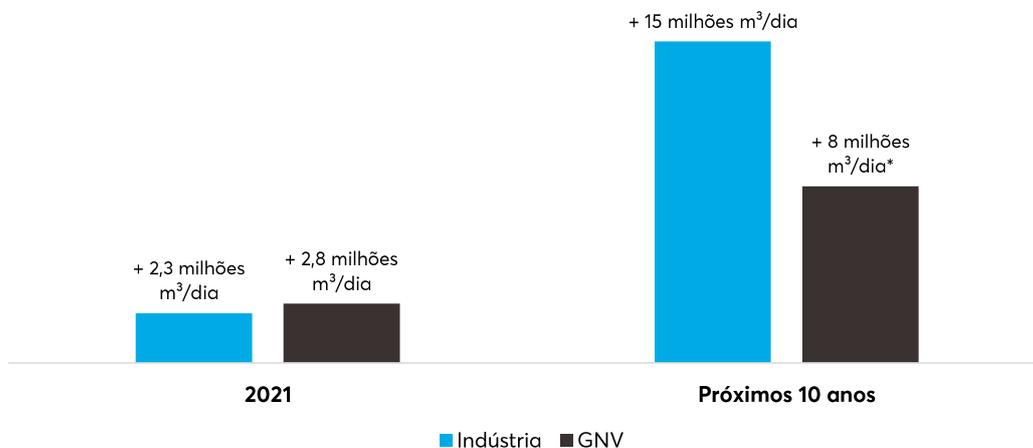
Há muita expectativa para o gás natural. Hoje, impulsionado pela pauta de descarbonização, o mundo passa por uma pressão para aumentar o consumo de gás. No mercado de gás natural no Brasil, a expectativa não é diferente, tanto pelo lado da demanda quanto pelo potencial de aumento da oferta de origem nacional. O ritmo de crescimento, no entanto, dependerá das condições de competitividade para que seja possível antecipar a produção de gás, que tem ficado cada vez mais no horizonte de futuro.

Futuro esse que tem um potencial ainda maior em um cenário de ampliação dos usos do gás, evidenciado desde 2021 pela Firjan SENAI com o [Mapeamento da Demanda de Gás Natural no Rio de Janeiro](#).

Além dos projetos de geração elétrica a gás, foi

mapeado o interesse de expansão da demanda da indústria já consumidora do energético e de todo o mercado equivalente de substituição de combustíveis automotores para o gás natural veicular (GNV). No horizonte de 10 anos, ao considerar a indústria já instalada e o GNV, há o potencial em se adicionar um consumo na ordem de 23 milhões de m³/dia, conforme apresentado no Gráfico 3. Isso considerando perspectivas de consumo apresentadas pelas indústrias, cenário de substituição de 50% das vendas de etanol, gasolina e diesel no estado do Rio, mas sem explicitar novos projetos industriais ainda em estudo, como plantas de fertilizantes, petroquímicos e usinas de geração de energia elétrica a gás – que só na região Norte do estado existem 21,3 GW em estudo e desenvolvimento.

Gráfico 3 – Demanda Atual e Potencial de Gás Natural dos Segmentos Industrial e GNV no estado do Rio



Fonte: [Mapeamento da Demanda de Gás Natural](#) no Rio de Janeiro, 2021.

*Considerando cenário de substituição de 50% das vendas de etanol, gasolina e diesel no estado do Rio.

Apesar dos sinais positivos para o aumento de demanda e as perspectivas para expansão da oferta de gás, as oportunidades ainda não se concretizaram e os dutos que conectam o mercado ainda não convergem na direção do futuro do gás.

De um lado, vemos ainda questionamentos sobre a existência de demanda, a viabilidade da disponibilidade de gás – oferta + infraestrutura, além de questões do

ambiente regulatório e, por fim, sobre o preço final.

Por outro lado, a descarbonização do mundo depende do gás natural como combustível mais limpo. O desenvolvimento sustentável da indústria requer redução nas emissões de carbono. Para isso acontecer, a ampliação das infraestruturas para a logística do gás natural deve viabilizar a entrega de maiores volumes do combustível a preços competitivos.

Alinhamento mercado-regulação para o desenvolvimento

No necessário alinhamento do mercado, também é preciso considerar se o gás do futuro terá maior protagonismo do que o hidrogênio, se permanecerá a relevância do gás natural fóssil e, ainda, qual será o papel do biometano. No horizonte de projetos esperados para o Rio de Janeiro, a rota de escoamento anunciada a partir do bloco BM-C-33 em águas fluminenses poderá entregar no território do Rio – quando no máximo da operação – algo em torno de 16 milhões de m³/dia, distribuídos entre Equinor e Repsol, com 35% cada, além de uma parcela de 30% da Petrobras.

Outro potencial é a Rota 4b, com origem no campo de Bacalhau, confirmando o traçado para a região de Itaguaí, outros 20 milhões de m³/dia que poderão ser ofertados pela Equinor, Exxon e Galp, com 40%, 40% e 20%, respectivamente.

Outros possíveis campos ofertantes já estão conectados no Sistema Integrado de Escoamento de gás natural (SIE), que contempla as Rotas 1, 2 e 3. Essa última não finalizada, dado que a unidade de tratamento de gás em Itaboraí, que conecta o Rota 3, teve seu prazo de início de operação adiado. Dessa vez para 2024.

O grande direcionador de mercado é o preço. São as condições de competitividade que irão justificar

projetos de exploração, produção e escoamento de gás natural, assim como projetos que utilizam o gás como insumo, dados os elevados volumes de investimentos. No Rio, temos acompanhado anúncios de expansão da oferta ainda para início de operação nesta década, o que deve contribuir para maior diversidade de agentes. Para garantir que esses e outros investimentos aconteçam, o preço final e o amadurecimento de mercado de gás no Brasil deve ser calcado em um arcabouço regulatório que viabilize a realização de negócios. O acesso a novos produtores, a facilidade de contratação do transporte e da distribuição, o acesso ao mercado livre, a possibilidade de construção de dutos de distribuição dedicados ao fornecimento, são alguns mecanismos pró-mercado que devem compor a melhor regulação.

Essas ferramentas, apresentadas aqui não exaustivamente, e tantas outras, precisam ser robustas, coordenadas entre si e estar em linha com as necessidades do mercado.

Por exemplo, não há como falar em harmonização de regulação estadual sem antes garantir o pleno acesso a todas as infraestruturas essenciais, reguladas a nível federal.



Potencial do Gás Natural no Rio de Janeiro

Como parte de um esforço da Firjan SENAI, o tamanho do mercado de gás natural no Rio de Janeiro e no Brasil vem sendo apresentado de diversas maneiras. Em 2020, o documento ["Rio a Todo Gás"](#) mostrou o potencial de expansão do fornecimento e algumas possibilidades de incremento da demanda.

Em 2021, o ["Mapeamento da Demanda de Gás Natural no Rio de Janeiro"](#) buscou detalhar o potencial de consumo do energético pelos segmentos industrial, automotivo e termoelétrico. Já em 2022, a capacidade de monetização do gás natural a partir das indústrias petroquímica e de fertilizantes foi ponto central do estudo ["Potencial do Gás Natural: um novo ciclo para a petroquímica no Rio de Janeiro"](#).

Levando em consideração apenas os usos industriais levantados nessas iniciativas, a despeito da falácia colocada que não existe demanda, foram identificados projetos potenciais, que somam mais de 30 milhões de m³/dia de consumo de gás natural e significariam investimentos da indústria na ordem de R\$ 60 bilhões.

Esse volume de gás é condizente com a perspectiva de oferta adicional no sistema de transporte projetada pela NTS. Até 2031, a companhia prevê adicional de 32 milhões de m³/dia, quase em sua totalidade oriundo de produção nacional. Além disso, a própria NTS projeta investimentos na ordem de R\$ 12 bilhões nos próximos oito anos, dos quais 70% seriam localizados no Rio.

Para conectar produção e transporte, projetos de escoamento aqui já citados somam investimentos de aproximadamente R\$ 20 bilhões, dos quais R\$ 10 bilhões seriam destinados ao tratamento do gás.

No ambiente *offshore* do estado, há a previsão de unidades estacionárias de produção dedicadas ao gás natural. Assim, o montante de investimentos no Rio de Janeiro pode superar R\$ 110 bilhões, os quais são apresentados por elo da cadeia de valor na Figura 3. O prazo para a realização desses investimentos está atrelado aos planos estratégicos e a viabilidade dos projetos de consumo, mas utilizando o horizonte da produção de gás, pode-se estimar em uma janela de 10 anos.

Figura 3 – Detalhamento de investimentos potenciais por elo na cadeia de valor do gás natural no Rio de Janeiro



Fonte: Elaboração própria com dados de mercado, 2022

Gás Natural ou Hidrogênio?

O Brasil não está fora da discussão mundial sobre descarbonização e segurança energética, ainda que nossa matriz energética seja dividida quase que igualmente entre renováveis e não renováveis. Na Europa, 76% da energia é não renovável e, na média do mundo, essa parcela ultrapassa 80%. Isso significa que a expansão e direcionamento de novas fontes, como o Hidrogênio Renovável (H2R), se dará de modo diferente entre os países. Em outras palavras, as regionalidades impactarão na velocidade de inserção do hidrogênio como energético.

De acordo com a McKinsey, o potencial para o H2R no Brasil é de até US\$ 20 bilhões até 2040, sendo dividido 60% no mercado interno, em veículos pesados, siderurgia e usos industriais, e 40% no mercado externo. Mas deve-se levar em conta que o H2R encontra em sua matéria-

prima seus próprios concorrentes, por exemplo, o mesmo biogás, que pode ser usado para gerar H2R e utilizado em caminhões, podendo virar biometano, que também poderá ser aplicado no mesmo transporte pesado.

O objetivo final das metas de descarbonização é que o balanço entre redução das emissões e ações de compensação, captura, sequestro e armazenamento de emissões (CCS) seja igual a zero. E, no caso de grandes indústrias, onde pode ser usado H2R, pode-se também utilizar o gás natural. Ao substituir por gás natural onde outras fontes mais poluentes sejam utilizadas, já significa uma redução significativa de emissões. Além da queima do Hidrogênio não emitir carbono, já existem tecnologias de captura e sequestro de CO₂ utilizando Hidrogênio.

O que tudo isso significa para o gás natural no Brasil e no Rio de Janeiro?

O preço do gás natural no Brasil segue uma vertente de alta. Ao mesmo tempo, mais e mais as linhas de crédito dão preferência a projetos que utilizem fontes renováveis ou que se traduzam em redução de emissões.

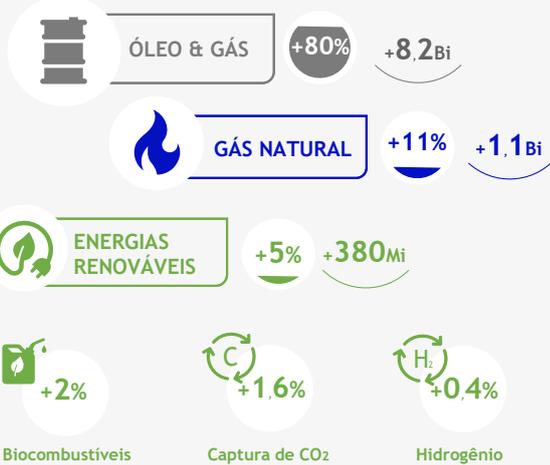
No cálculo de viabilidade dos investimentos pelas unidades consumidoras, a combinação de preços elevados do gás com maior direcionamento de recursos para renováveis, pode privilegiar projetos de hidrogênio no lugar do gás natural.

Sendo o gás majoritariamente associado ao petróleo, tal cenário pode estimular ainda mais a reinjeção de gás, mesmo em casos nos quais o processo não necessariamente aumente a produção de petróleo. Políticas públicas que deem condições competitivas ao gás natural podem ser saídas para garantir a monetização dessa riqueza na forma de um energético de transição. No futuro, o mais provável é que a produção de hidrogênio em maior escala, equacione emissões nos processos produtivos.

Investimentos em recursos da cláusula de PD&I

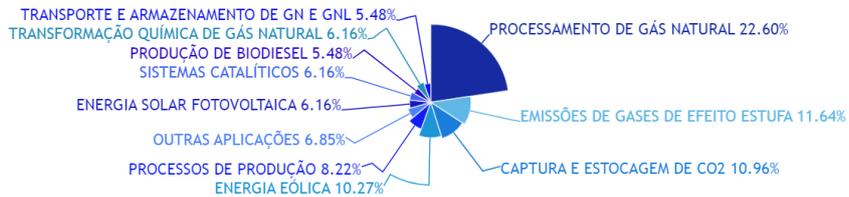
2016 a mar/2022

LEGENDA: ● PROJETOS R\$ INVESTIMENTO

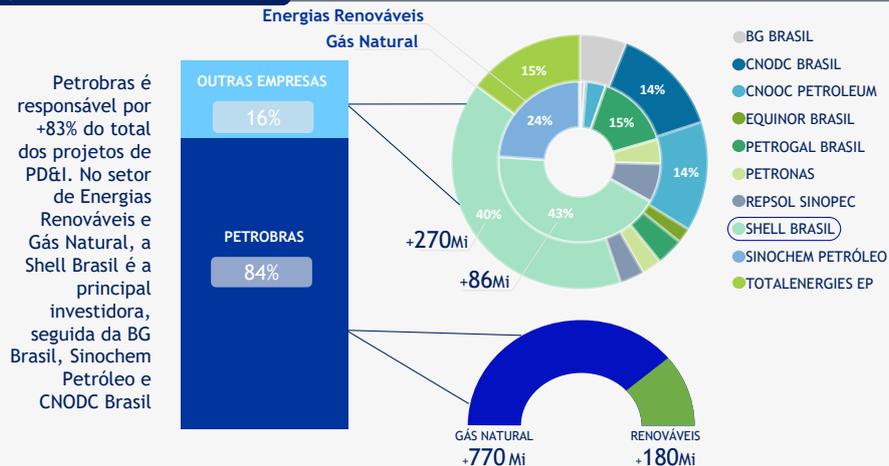


O Regulamento Técnico ANP 3/2015 estabelece as normas de aplicação dos recursos previstos nas cláusulas de PD&I, bem como as regras para comprovação das atividades e despesas realizadas

Principais temas abordados nos projetos das classificações "Gás Natural" ou "Energias Renováveis"



Obrigação de Investimento por Petrolífera (R\$)



Considerações finais

A Firjan e a Firjan SENAI em especial, através de seus Institutos de Tecnologia, continuam envidando esforços para a plena abertura e desenvolvimento do mercado de gás natural. São grandes oportunidades que podem alavancar a indústria fluminense, oportunidades que se traduzem em postos de trabalho, certificações de mão de obra, também em tecnologia e inovação.

A efetivação dessas oportunidades no território do Rio de Janeiro passa pelo desenvolvimento do ambiente regulatório. Em 2022, para levar aos novos governos federais e estaduais, a Firjan elaborou agendas econômico-regulatórias com esse exato objetivo. As propostas referentes ao mercado de gás natural estão destacadas no quadro a seguir.

Propostas Brasil 4.0 – Esfera Federal

- Estruturar uma política industrial de estado para fomentar o aproveitamento das competências dos mercados de petróleo e gás e seus encadeamentos produtivos, incluindo os segmentos de refino, petroquímica e fertilizantes.
- Implementar o modelo de concessão para áreas do pré-sal em abordagem convergente aos projetos de lei no Congresso Nacional, que precisam avançar na apreciação e posterior aprovação.
- Garantir o avanço da agenda regulatória da ANP, principalmente em gás natural, em pautas como o acesso não discriminatório e negociado de terceiros às infraestruturas essenciais; a utilização eficiente do sistema de transporte; a autonomia e independência dos agentes; a regulamentação unificada da organização do sistema de transporte e da contratação de capacidade pelo modelo de Entrada e Saída; e critérios justos para o cálculo de tarifas de transporte.
- Incluir o gás natural no rol de combustíveis com equiparação tributária aos combustíveis renováveis, alinhado à recente aprovação pelo Parlamento Europeu da atribuição do “selo verde” à produção de energia em usinas nucleares e de gás natural.

Propostas Brasil 4.0 – Esfera Estadual

- Garantir o avanço dos temas de competência regulatória da Agenesra (Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro) para pleno desenvolvimento do mercado livre de gás natural no estado do Rio, que inclui também o segmento de GNV, com regras claras para a atuação dos agentes e incentivo à atuação dos comercializadores.
- É fundamental resolver questões estruturantes, como o processo de revisão tarifária quinquenal e a renovação do contrato de concessão da distribuição de gás canalizado no estado.
- Integração do gás natural e do biometano para descarbonização do transporte pesado.
- Promover um ambiente favorável para atração das novas rotas de escoamento da produção de gás natural do pré-sal no estado do Rio, como a Rota 4b e a Rota 6b. O estado do Rio poderia, por exemplo, fomentar projetos desse tipo por meio do Programa de Parcerias de Investimentos (PPI), com recursos de rendimento do Fundo Soberano.

Seguiremos para tornar realidade os mais de R\$ 110 bilhões, e com isso gerar postos de trabalho e todos os efeitos para a economia e para o meio ambiente, na pauta de sustentabilidade do estado do Rio e do Brasil.

Apenas com a integração entre os diversos agentes do mercado, poderemos agregar o maior valor possível das oportunidades que o gás e outros energéticos podem nos oferecer.

Firjan SENAI

