



AGOSTO DE 2024

Rev. 1

PLANO COORDENADO DE DESENVOLVIMENTO DO SISTEMA DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL 2024-2033

Desenvolvido pelas transportadoras Nova Transportadora do Sudeste – NTS, Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. – TBG e Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG em conjunto com a Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto – ATGás.



Sumário

1.	Disclaimer	2
2.	Introdução	3
3.	Propósitos e diretrizes	4
3.1.	Segurança de Suprimento e Confiabilidade.....	4
3.2.	Diversificação de Fontes de Suprimento	4
3.3.	Atendimento a Novos Mercados	6
3.4.	Integração de áreas de mercado	7
3.5.	Transição Energética.....	7
4.	Contexto	10
4.1.	Mercado Brasileiro de Gás Nacional	10
4.2.	Premissas do Plano Coordenado	10
4.3.	Estudo de Oferta.....	13
4.4.	Estudo de Demanda.....	27
4.5.	Novos Mercados	32
4.6.	Garantia de Suprimento	38
4.7.	Diversificação de Fontes de Suprimento	38
4.8.	Integração de Áreas de Mercado.....	39
4.9.	Atendimento a Novos Mercados	40
4.10.	Transição Energética e Biometano	41
5.	Detalhamento dos Projetos (Fichas dos Projetos)	42

1. *Disclaimer*

As informações contidas neste documento foram desenvolvidas pelas transportadoras NTS, TAG e TBG em conjunto com a ATGás para fins de submissão do Plano Coordenado de Desenvolvimento do Sistema de Transporte (“Plano Coordenado”) à ANP, para sua avaliação, realização de consulta pública e aprovação, conforme previsto no artigo 15, inciso terceiro da Lei 14.134/2021. Tais informações foram baseadas em estudos internos e nas melhores estimativas das transportadoras no momento de elaboração deste documento. Os investimentos e projetos aqui listados ainda estão sujeitos a um conjunto de premissas e a aprovações societárias e regulatórias.

As transportadoras e a ATGás ressaltam que este documento não se destina a projeções ou orientações e, portanto, quaisquer referências numéricas ou temporais aqui mencionadas não representam ou devem ser interpretadas como promessa de desempenho, projeção, expectativa de resultado, *performance* ou similares. Tais informações refletem as expectativas/intenções dos administradores das transportadoras com base no cenário atual do setor, estimativas e suposições relacionadas a eventos e circunstâncias que ainda não ocorreram, estando sujeitas a variações significativas a qualquer tempo e, portanto, ao comportamento de elementos fora do controle das transportadoras.

As transportadoras e a ATGás não expressam nenhuma opinião, nem assumem qualquer responsabilidade pela suficiência, consistência ou completude de qualquer das informações aqui apresentadas, ou por qualquer omissão em relação a este documento. Opiniões relacionadas a este documento que eventualmente sejam expressas pelas transportadoras devem ser consideradas unicamente como uma sugestão de melhor maneira de conduzir os diversos assuntos expostos.

As transportadoras e a ATGás não serão responsáveis por quaisquer perdas ou danos de qualquer natureza, incluindo, mas não se limitando à execução de possíveis projetos, que decorram do uso das informações contidas neste documento, ou que eventualmente sejam obtidas por terceiros por qualquer outro meio. As transportadoras e a ATGás, por fim, não assumem responsabilidade pela conclusão dos possíveis projetos descritos neste Plano.

2. Introdução

O Plano Coordenado¹ foi desenvolvido pelos transportadores TAG², TBG³ e NTS⁴ em conjunto com a ATGás, e versa sobre os projetos avaliados para desenvolvimento no horizonte de 2024 a 2033 no Sistema de Transporte de Gás Natural integrado. Este Plano atende ao disposto no inciso III do artigo 15 da Lei 14.134/2021, bem como à necessidade de desenvolvimento de um mercado integrado.

De acordo com o inciso XXX, artigo 3º da Lei 14134/21, o Plano Coordenado é um plano proposto pelos transportadores que contempla as providências para otimização, reforço, ampliação e construção de novas instalações do sistema de transporte. Seu objetivo principal, segundo o dispositivo, é 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 (dez) anos.

Os estudos de simulação termohidráulica integrados serão oportunamente desenvolvidos e anexados ao Plano Coordenado.

¹ Nos termos do item 1 – *Disclaimer*, as informações e os valores contidos no Plano Coordenado se baseiam nas melhores estimativas das transportadoras e da ATGás no momento de elaboração deste documento, definidos com base nas fontes citadas e estudos realizados em conjunto. Os investimentos e projetos mencionados neste documento se encontram em fase conceitual ou pré-conceitual de desenvolvimento e ainda dependem de um conjunto de premissas e aprovações necessárias à efetiva decisão de implantação, estando sujeitos, portanto, a incertezas e alterações.

² media.ntag.com.br/uploads/2021/12/Anexo-XI-Diagrama_Esquematico_da_Malha_K-1.pdf

³ [Traçado do Gasoduto - TBG](#)

⁴ [Sistema de Transporte \(ntsbrasil.com\)](https://ntsbrasil.com)

3. Propósitos e diretrizes

O Plano Coordenado tem como propósitos e diretrizes: (i) fortalecer a segurança de abastecimento e a confiabilidade do Sistema de Transporte de Gás Natural integrado, (ii) promover a diversificação das fontes de suprimento, (iii) prover atendimento a novos mercados, (iv) viabilizar a integração entre áreas capacidade e (v) acelerar o processo de descarbonização, aumentando a competitividade da indústria nacional.

3.1. Segurança de Suprimento e Confiabilidade

A segurança de abastecimento pode ser definida como a garantia de que todo o volume de gás ofertado pelos produtores e demandado pelos consumidores estará disponível de forma contínua. Isso demanda mecanismos que possibilitem o acesso à molécula quando fisicamente requerida, considerando-se as alternativas de injeção e retirada do Sistema de Transporte de Gás Natural e as condições de provisão de serviço de transporte previamente definidas entre os agentes deste segmento: produtores, consumidores, carregadores, transportadores, governo e órgão regulador.

Do ponto de vista do transporte, tais condições incluem as diferentes modalidades contratuais como, por exemplo, o fornecimento em base firme ou interruptível em diversas periodicidades, nas quais alguns carregadores podem, inclusive, assumir o risco de ter seu transporte interrompido (serviço interruptível), sendo seus direitos e obrigações definidos em contratos específicos e aprovados pela ANP.

O fornecimento do gás natural, seja para fins energéticos ou como matéria-prima da indústria é uma preocupação presente em todas as economias do mundo moderno e, por esta razão, a segurança de suprimento é fundamental. Desta forma, é essencial garantir meios para viabilizar o abastecimento contínuo e em volumes adequados da demanda de gás natural no país. Fundamental, também, assegurar o desenvolvimento de infraestruturas que possibilitem o transporte deste energético/matéria-prima do produtor aos mercados locais. A garantia de suprimento reduz a dependência externa desse insumo estratégico para as cadeias produtivas nacionais, conforme detalhado no item 3.2.

3.2. Diversificação de Fontes de Suprimento

A diversificação de fontes de suprimento é estratégia essencial para reduzir a vulnerabilidade a fatores externos, tanto em termos de preços, quanto de garantia de abastecimento. Seu objetivo é prover maior segurança de abastecimento e promover um mercado de gás competitivo, com a possibilidade de escolha de fornecedores, nacionais ou estrangeiros, gerando a concorrência em todo o Sistema de Transporte de Gás Natural.

3.2.1. Segurança energética

A geopolítica do gás natural e seus desdobramentos podem ser retratados pelo recente conflito na Europa. A redução significativa e súbita dos volumes a partir do principal supridor de gás natural para a Europa Ocidental, região que utiliza maciçamente o gás natural para a geração de energia elétrica e calefação, colocou a descoberto a forte dependência dos países europeus em relação ao gás natural importado.

O conflito reforçou a importância da segurança energética trazendo protagonismo ao gás natural e fomentando o debate sobre a aceleração da transição energética e a diversificação.

No Brasil, detentor de abundantes reservas de gás natural, desenvolvem-se alternativas para mitigar os impactos da redução do gás importado da Bolívia, principal supridor do país. A alternativa mais imediata com a infraestrutura existente é o complemento da oferta através da importação de GNL. Contudo, essa solução expõe os consumidores a limitações logísticas, à volatilidade de preços e à competição no mercado internacional, gerando instabilidade ao mercado doméstico. Por outro lado, estima-se que o crescimento projetado da produção de gás natural nacional na segunda metade desta década reverterá o suprimento a favor da produção doméstica.

Sendo assim, fazem-se necessários investimentos que ampliem e otimizem a infraestrutura atual de forma integrada, oferecendo alternativas de suprimento de gás natural ao mercado, fomentando a produção e o consumo e ampliando a segurança de suprimento no país.

3.2.2. Competitividade da indústria

Além da segurança de abastecimento, a diversificação e a integração das fontes de suprimento de gás natural (*offshore*, *onshore*, GNL, importação terrestre e biometano) promovem a competição nacional. Isto oferece ao consumidor alternativas que promovem a competitividade, reduzem os custos da indústria e do consumidor final e promovem a ampliação de mercados.

O potencial de descarbonização associado à utilização do gás natural em substituição a outros combustíveis fósseis como carvão, óleo diesel e coque de petróleo é capaz de gerar valor e agregar competitividade à indústria nacional, atributo imprescindível para os mercados nacional e internacional.

Na Europa, o *Gas Target Model* (GTM) estabelece a visão de um mercado integrado e competitivo em todo o continente, no qual múltiplas fontes de suprimento podem ser acessadas a partir de pontos de negociação virtuais líquidos e dinâmicos. Esta solução evita a fragmentação da liquidez no mercado e reforça a concorrência, possibilitando a todos os consumidores europeus se beneficiarem de um abastecimento seguro e competitivo de gás natural.

A experiência brasileira vem corroborando o acesso à rede de transporte como fator fundamental aos ganhos de competitividade na comercialização da molécula. Na Região Nordeste, o aumento da competição na comercialização de gás natural, por meio do acesso à malha da TAG, vem contribuindo para a redução dos preços para consumidores industriais e residenciais. Segundo a ANP, o gás natural vendido por empresas privadas em 2022 esteve em média 15% mais barato do que a referência de preço do incumbente. Esse cenário coincide com o crescimento da oferta por empresas privadas no Nordeste, a partir da produção em blocos adquiridos em leilões do governo e em campos transferidos pela Petrobras, bem como de novos comercializadores e produtores do Sudeste contratando capacidade no Sistema de Transporte de Gás Natural para ofertar gás nessa região⁵.

⁵ <https://www1.folha.uol.com.br/mercado/2023/08/competicao-de-fornecedores-segura-preco-do-gas-encanado-no-nordeste.shtml>

A Região Nordeste teve redução significativa da concentração de mercado, conforme medida pelo Herfindahl-Hirschman Index (HHI). Enquanto em 2021 um único agente era responsável por todo o mercado de gás (HHI igual a 10.000), em 2022 os produtores independentes foram responsáveis por 75% da oferta na região, reduzindo o valor do HHI para 2.067.

Na Região Sul há expectativa de aumento da concorrência no suprimento da molécula de gás natural a partir da entrada em operação do Terminal de Gás Sul (TGS) em São Francisco do Sul/SC, como alternativa à produção nacional e ao gás natural importado da Bolívia.

3.3. Atendimento a Novos Mercados

No Brasil, a infraestrutura de gasodutos encontra-se predominantemente próxima ao litoral e nos grandes centros urbanos. Cerca de 90% (noventa por cento) dos municípios brasileiros não têm atendimento de gás natural via gasodutos.

Para a expansão do gás natural a novos mercados é necessário um conjunto de ações e diretrizes a serem implementadas por governos, empresas e *stakeholders*. Esta visão integrada está presente no Programa Gás para Empregar instituído pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) com objetivo de:

- i. aumentar a oferta e disponibilidade de gás natural nacional no mercado doméstico;
- ii. melhorar o aproveitamento e o retorno social e econômico da produção nacional de gás natural;
- iii. aumentar a disponibilidade de gás natural para a produção nacional de fertilizantes nitrogenados, produtos petroquímicos e outros setores produtivos, com preço competitivo;
- iv. atrair investimentos privados para as infraestruturas; e
- v. identificar estratégias e mecanismos para alinhamento dos esforços de desenvolvimento do mercado de gás natural e seus investimentos à transição energética.

Alguns dos temas trazidos no Programa Gás para Empregar, com o objetivo de promover o crescimento do mercado de gás natural, são:

- a. Acesso à Infraestrutura: Desenvolver uma infraestrutura robusta é fundamental para expandir o mercado de gás natural. Isso inclui a construção de gasodutos, terminais de importação/exportação de GNL (Gás Natural Liquefeito) e instalações de armazenamento;
- b. Desenvolvimento da Demanda: Identificar e desenvolver os setores com elevado potencial de consumo de gás natural é essencial. Isso pode incluir a promoção do uso de gás natural em veículos, indústrias, geração de energia e aplicações residenciais contribuindo fortemente para a descarbonização.
- c. Regulação Favorável: Estabelecer regulações que promovam a competição, a transparência e a segurança no setor de gás natural, criando um ambiente favorável para investimentos e crescimento.

3.4. Integração de áreas de mercado

A área de mercado de capacidade é definida na Lei 14.134/2021 como a delimitação do Sistema de Transporte de Gás Natural onde o carregador pode contratar acesso à capacidade de entrada ou de saída por meio de serviços de transporte padronizados, sem a necessidade de contratação da interconexão, permitindo maior liquidez para a troca comercial de molécula.

Atualmente, no Sistema de Transporte de Gás Natural integrado, existem três áreas de mercado, referentes à infraestrutura de cada uma das três transportadoras que o constituem: NTS, TAG e TBG.

A remoção de restrições físicas entre trechos de cada rede de transporte e entre as diferentes redes do Sistema de Transporte de Gás Natural é uma etapa necessária à integração eficiente das áreas de mercado. Visa a livre alocação de capacidade aos usuários da rede, proporcionando eficiência na competição entre diferentes fontes de suprimento; simplifica os processos de reserva de capacidade e padroniza as regras de balanceamento.

Vislumbra-se, oportunidades de integração entre áreas de mercado através de investimentos que promovam a livre alocação entre as diferentes áreas de mercado e são fundamentais para promover a competição entre as fontes de suprimento conectadas a cada uma delas, eliminando restrições e contribuindo para a convergência e a redução de preços.

Para tanto, no planejamento do Sistema de Transporte de Gás Natural é fundamental a utilização de informações sobre a demanda por contratação de capacidade, de estudos de mercado periódicos e de análises prospectivas de restrições da malha e planejamento da rede.

A integração das áreas de mercado está alinhada com as diretrizes estabelecidas no Decreto nº 10.712 de 2021 e na Resolução CNPE nº 3/2022.

3.5. Transição Energética

Pelo importante papel que o gás natural desempenha na transição energética, em função: (i) do potencial de substituição do consumo de combustíveis fósseis mais poluentes, (ii) do aumento de fontes intermitentes na matriz energética e (iii) da possibilidade de movimentação de biometano e metano sintético renovável na mesma infraestrutura, os gasodutos configuram-se como uma solução de longo prazo.

A disponibilidade de grandes reservas no Brasil torna o gás natural uma fonte de energia com enorme potencial de crescimento.

No setor elétrico, o gás natural é utilizado para fins de complementação na geração necessária para a gestão dos reservatórios, bem como para substituir as hidrelétricas em períodos de baixa nos reservatórios. Com o aumento das fontes intermitentes como energia eólica e solar na matriz energética nacional, aumenta a necessidade de redundância e de disponibilidade operacional da geração termoeletrica. Nesse contexto, o gás natural movimentado por meio do Sistema de Transporte fornece mais segurança de suprimento e eficiência em relação a fontes isoladas.

Diante das limitações da expansão hídrica e da intermitência da geração eólica e solar, a geração térmica a gás natural traz segurança para a expansão da geração. A substituição do diesel pelo gás natural em frotas de

ônibus e caminhões proporciona a redução da emissão de gases de efeito estufa, e é um propulsor do crescimento da demanda por gás em novas regiões podendo ser suprida pela expansão do Sistema de Transporte de Gás Natural.

3.5.1. Biometano e metano renovável

O Brasil dispõe de um enorme potencial para a produção de biogás⁶ e biometano⁷ a partir de resíduos e subprodutos do agronegócio e do lixo e esgoto urbano. Segundo a ABiogás, se os resíduos gerados, com base no ano de 2021, fossem transformados em biometano, a produção potencial seria de 120 milhões de m³/dia. Considerando os projetos de biometano atualmente em estudo e implantação, a produção de biometano do país poderá chegar a mais de 6,6 milhões de m³/dia até 2029.

Atualmente, de acordo com o relatório de autorizações de produtores de biometano, disponível no site da ANP, seis empresas estão autorizadas a produzir biometano, as quais totalizam capacidade produtiva de 417.113 m³/d, localizadas nas regiões Nordeste e Sudeste. Além disso, treze processos de autorização de produção de biometano encontram-se em andamento na ANP e têm previsão de conclusão dentro de três anos.

O biometano é uma alternativa renovável, com diversas aplicações na economia e papel crucial na descarbonização de setores-chave, como agropecuária, indústria, energia e transportes. Para todos os fins e nos termos da legislação vigente, o biometano é um gás intercambiável com o gás natural e, desde que atendidas as especificações de qualidade estabelecidas pela ANP, pode compartilhar as mesmas infraestruturas de gasodutos de transporte, sem a necessidade de adaptações. Assim, o biometano se apresenta como uma importante alternativa renovável aos combustíveis fósseis no curto prazo, com possibilidade de amplo acesso através da injeção deste recurso energético no Sistema de Transporte de Gás Natural, além de diversificar as fontes de suprimento e ampliar o mercado de gás para além da infraestrutura atual.

O Sistema de Transporte de Gás Natural é fundamental para o escoamento da produção de biometano de forma eficiente, trazendo a escalabilidade e liquidez necessárias para o desenvolvimento do mercado desse gás renovável. Isso porque a conexão do biometano ao Sistema de Transporte de Gás Natural: (i) permite ganhos de eficiência a partir da movimentação de volumes maiores de gás até o mercado consumidor quando comparado com os modais alternativos ao dutoviário como GNC e GNL a granel; e (ii) viabiliza o acesso comercial do biometano ao mercado nacional, ampliando as transações para além do mercado local, gerando maior competitividade e liquidez.

O aproveitamento das infraestruturas de gás natural, bem como o desenho de soluções que facilitem o desenvolvimento do mercado de biometano, estão alinhados com o Programa Gás para Empregar, que tem como um dos seus objetivos integrar o gás natural à estratégia brasileira de transição energética para

⁶ biogás - gás bruto que na sua composição contém metano obtido de matéria-prima renovável ou de resíduos orgânicos conforme Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021;

⁷ biometano - biocombustível gasoso constituído essencialmente de metano, derivado da purificação do biogás conforme Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021;

contemplar sinergias e investimentos que favoreçam o desenvolvimento de soluções de baixo carbono, como o biogás/biometano, hidrogênio de baixo carbono, cogeração industrial e captura de carbono.

A conexão de acesso, pode ser utilizada para a conexão ágil e simplificada de fontes de suprimento de biometano à rede de transporte. Trata-se de modelo mais flexível, no qual a alocação dos custos da instalação é repassada ao agente interessado, sendo a reserva de capacidade de transporte realizada de forma apartada, conforme as suas necessidades, em processos isonômicos na Plataforma de Oferta de Capacidade (POC).

Esse modelo também pode ser aproveitado para a formação de polos (*hubs*) de biometano, no qual um grupo de produtores compartilha a mesma instalação de conexão, de modo a ampliar os ganhos de escala para viabilizar soluções de escoamento de biometano conectadas ao Sistema de Transporte de Gás Natural. Nesse caso, pontos geograficamente estratégicos são selecionados como âncoras para receber o biometano proveniente de diversas plantas de produção (inclusive via GNC ou GNL a granel), de forma que os volumes agregados viabilizem a infraestrutura de conexão ao transporte.

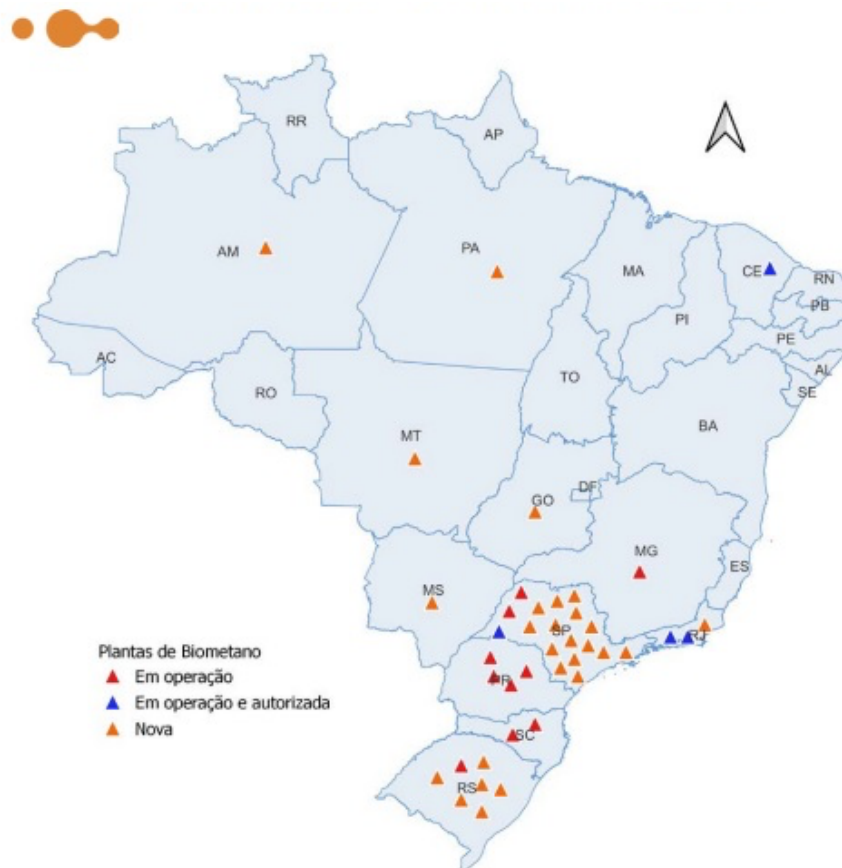


Figura 1: Novas Plantas de Biometano no Brasil
Fonte: ABiogás (2022)

Outra fonte potencial de metano renovável em desenvolvimento em outros países é a síntese da molécula a partir de hidrogênio verde, produzido com a eletrólise da água com energia renovável, e carbono reciclado, principalmente a partir de captura de carbono. Esse insumo é chamado de metano sintético ou e-metano.

Assim como o biometano, o metano sintético pode ser uma alternativa para a descarbonização de insumos energéticos no futuro e substituir o gás natural fóssil, visto o grande potencial de desenvolvimento do hidrogênio verde no Brasil, dada sua vantagem comparativa frente a outros países.

4. Contexto

4.1. Mercado Brasileiro de Gás Nacional

Até o início do processo de abertura de mercado um único agente exercia o controle verticalizado da cadeia de gás natural, atuando em todas as esferas como produtor, comprador do gás e gestor da rede de gasodutos, tanto de escoamento como de transporte.

A abertura de mercado, consolidada através da Lei 14.134/21, possibilitou a entrada de novos agentes, que passaram a realizar diretamente a comercialização a mercados locais por meio do acesso à infraestrutura, permitindo-se vislumbrar novos ciclos de investimento para a expansão do Sistema de Transporte de Gás Natural.

Com a exploração das relevantes reservas nacionais, a produção de gás natural tem crescido e projeta-se uma expansão ainda maior ao longo da próxima década. A maior parcela dessas reservas está associada à produção *offshore* de petróleo. Contudo, os desafios para potencializar o novo ciclo de desenvolvimento no mercado de gás natural brasileiro não se limitam aos custos inerentes à sua extração, separação e tratamento. Faz-se necessário equacionar também os custos logísticos das redes de escoamento, processamento, transporte e distribuição, uma vez que a maior parte da produção está localizada longe da costa.

O Brasil se encontra diante da oportunidade de ampliar o mercado de gás nacional, conectando oferta e demanda e propiciando segurança de suprimento e competitividade aos segmentos industrial e térmico. Neste sentido, esforços coordenados visando à ampliação, integração e desenvolvimento do Sistema de Transporte de Gás Natural promoverão crescimento orgânico, proporcionando o encontro entre compradores e vendedores de maneira eficiente, ancorando os investimentos necessários à expansão da infraestrutura, por meio um ciclo virtuoso de geração de renda e emprego no país.

A partir dessa breve contextualização do mercado brasileiro de gás natural, serão descritas na seção a seguir, as principais premissas adotadas para a elaboração deste Plano.

4.2. Premissas do Plano Coordenado

4.2.1. Análise das Ofertas e Demandas

As premissas consideradas no Plano Coordenado foram atualizadas, considerando-se a data base do cenário ora proposto como novembro de 2023.

Uma das principais premissas para as projeções de cenário foram os “Acordos de Redução de Flexibilidade” (ARF) celebrados individualmente entre as Transportadoras NTS e TAG junto à Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), elaborados com objetivo de liberar as capacidades de transporte firme, integralmente contratadas no regime postal pelos contratos legados de longo prazo, por meio da alocação de capacidade do carregador incumbente nos pontos de entrada e zonas de saída. Os ARF possibilitaram a contratação no regime de entradas e saídas por novos carregadores.

Para as análises de oferta foram ponderados os dados fornecidos por meio da plataforma IGNIS. Esta ferramenta disponibiliza dados georreferenciados do setor de óleo e gás brasileiro, possibilitando a projeção das expectativas para a produção dos campos *offshore* e os volumes de gás seco escoados via rotas de escoamento. Para as curvas de projeção dos Campos, são considerados os agrupamentos de projeções das plataformas associadas ao Campo. Por sua vez, a projeção de cada plataforma é calculada a partir de um grupo de parâmetros técnicos e operacionais, como a capacidade de produção de gás da unidade, o seu nível de reinjeção/queima/consumo, o período de *plateau* (topo) de produção e a taxa de declínio da produção, dentre outros.

A NTS utilizou dados históricos para a estimativa de demanda por capacidade de transporte, somados à coleta e análise de informações por parte da área comercial da transportadora, coletadas junto a carregadores e *players* do mercado de gás. Em novembro de 2023, foi lançada a Consulta ao Mercado para a validação das expectativas de oferta e demanda da NTS, a fim de validar as curvas e projetos apresentados pela transportadora.

A TAG lançou dois processos de mapeamento de demanda no período 2021-2023, que tiveram por objetivo identificar o interesse e a necessidade de acesso dos agentes de mercado. Com base nos resultados destes mapeamentos, foram elaborados cenários alternativos de oferta e demanda em sua malha e proposto um planejamento de ampliação da rede para atendimento ao mercado. O Plano Coordenado ora apresentado utilizou os dados agregados atualizados pelo Mapeamento de Demanda realizado em abril de 2023, que contou com a participação de 34 grupos econômicos entre atuais carregadores e potenciais novos carregadores. Destaca-se que as informações individualizadas dos agentes para fins do processo de mapeamento de demanda têm caráter confidencial.

A previsão da oferta e demanda de gás natural e por capacidade de transporte da TBG é realizada mediante análise quantitativa e qualitativa de dados e informações. Este tipo de abordagem evita que eventos específicos afetem a definição de cenários e calibrem a modelagem para garantir maior acurácia das previsões⁸.

A análise quantitativa inclui avaliação estatística de dados de movimentação de gás nos últimos anos, a capacidade solicitada e contratada dos últimos processos de oferta de capacidade, a capacidade dos contratos legados, o processo de mapeamento de demanda realizado em 2022⁹ e, por fim, uma avaliação qualitativa complementar visando ajustes eventuais de projeção.

A análise apresenta as previsões de oferta e demanda identificadas pela TBG para o cenário de 2024 a 2033. Visa estabelecer um cenário de movimentação de gás natural e determinar a necessidade de adequações da rede de transporte existente.

Para a realização da análise do Sistema de Transporte de Gás Natural integrado foram coletadas informações das fontes de referência no setor que pudessem referendar as expectativas de volumes ou estabelecer premissas para a sua projeção. O estudo analisou individualmente as ofertas. As demandas foram divididas por classificação, sendo elas: distribuidoras, térmicas, refinarias, interconexões e unidades de fertilizantes.

⁸Acer. – Study on the conditionalities stipulated in contracts for standard capacity products for firm capacity sold by gas TSOs, 2019 p.112.

⁹ Processo de levantamento de demanda por capacidade de transporte de entrada e saída que contou com a participação dos principais agentes do segmento de gás natural.

Foi avaliado um cenário da malha integrada entre as transportadoras NTS, TAG e TBG.

4.2.2. A Análise das Interconexões

4.2.2.1. Interconexão Guararema/SP

A Interconexão de Guararema conecta os mercados da TBG e NTS, com a conexão ocorrendo no final do trecho Paulínia-Guararema, da TBG, com o GASPAL, da NTS. A ligação opera de forma unidirecional e tem capacidade de 15 MMm³/d na direção de entrega para a NTS conforme autorização de operação outorgada pela ANP, que prevê a utilização no fluxo contrário apenas em situações emergenciais.

4.2.2.2. Interconexão Paulínia/SP

A Interconexão de Paulínia/SP conecta o gasoduto GASPAJ, da transportadora NTS, por meio do HUB de Paulínia/SP, ao gasoduto GASBOL, operado pela TBG. Ela funciona de forma unidirecional, sendo utilizada para a movimentação de gás para o município de Jacutinga, no estado de Minas Gerais. A EMED Jacutinga tem capacidade de 1,2 MM m³/d e se interconecta com o gasoduto Paulínia Jacutinga, cuja capacidade máxima de movimentação é de 5 MMm³/d¹⁰.

4.2.2.3. Interconexão Cabiúnas/RJ

O Terminal de Cabiúnas é um HUB de gás natural, localizado em Macaé, no estado do Rio de Janeiro. Neste terminal ocorre a interconexão física interligando as instalações do GASDUC III da NTS ao GASCAV da TAG, sendo a única ligação entre as redes de transporte dessas duas transportadoras. Atualmente, o fluxo físico de gás é possível por meio da utilização de instalação da Petrobras. Todavia, este arranjo não é adequado em um cenário de múltiplos agentes que transacionam molécula entre as malhas.

Esta conexão é operada de forma bidirecional, sendo sua capacidade de entrega para a TAG de 5 MMm³/d, e de 5 MMm³/d para a NTS. A previsão para o início de operação da interconexão física independente é para o quarto trimestre de 2024.

4.2.2.4. Interconexão REPLAN/SP

A Interconexão REPLAN¹¹ localiza-se no HUB de Paulínia, na Refinaria Planalto de Paulínia. Ela é a maior interconexão entre NTS e TBG, operando de forma bidirecional entre as transportadoras e com capacidade máxima instalada de 15 MMm³/d, podendo ser ampliada até 25 MMm³/d conforme solicitado à ANP pela TBG¹². No entanto em função de restrições operacionais da NTS, a capacidade de envio para a TBG atualmente é de cerca de 12,5 MMm³/d, e no sentido de entrega para a NTS de 13 MMm³/d.

Em decorrência da perspectiva de queda da oferta boliviana, haverá a necessidade do suprimento de grande parte da demanda da TBG pelas ofertas conectadas à NTS. Espera-se assim, o aumento da contratação na interconexão REPLAN, o que se pretende atender a partir da implementação dos projetos de desengargalamiento (ECOMP Japeri, ampliação da ERP São José dos Campos e Corredor Pré-Sal Sul) na rede da NTS.

¹⁰ Capacidade de movimentação atual de 1,2 MMm³/d

¹¹ ¹¹ O Hub de Paulínia/SP é considerado ponto de entrada (fluxo de entrada) e de interconexão (fluxo de saída) conforme Nota técnica ANP nº[.]

¹² Processo ANP nº 48610.207674/2022-03. Adequação operacional que permite o aumento de capacidade de transporte na EMED REPLAN de propriedade da TBG, sendo necessária a atualização da autorização de operação junto a ANP.

4.2.2.5. Interconexão TBG-TSB/RS

A futura Interconexão¹³ da TBG com a TSB visa interligar diretamente o sistema da TBG à rede TSB, implementando interconexão entre transportadoras, em conformidade com a regulação e no sentido da integração das áreas de mercado.

Adicionalmente, há possibilidade de acesso a oferta do gás argentino, caso o trecho de 600 km entre Uruguiana e Porto Alegre seja construído, permitindo a integração da malha de gasoduto da Argentina à malha integrada brasileira.

4.3. Estudo de Oferta

4.3.1. Pontos de Oferta Firmes Existentes

4.3.1.1. Bolívia (GASBOL)

O Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) tem capacidade de transporte de cerca de 30 MMm³/dia para a cadeia de gás natural brasileira, levando o gás da província de Santa Cruz de La Sierra, na Bolívia, até o município de Canoas, no estado do Rio Grande do Sul. A oferta de gás Boliviano supre os estados do Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e o Rio Grande do Sul, podendo comercialmente atender aos demais estados interligados pelo Sistema Integrado de Transporte. Esta fonte de oferta atualmente é crucial para o suprimento das demandas da região Sul e do estado de São Paulo.

O declínio da produção dos campos bolivianos, aliado à escassez de novas reservas capazes de sustentar os volumes ofertados, geram uma expectativa de redução desta oferta ao longo dos próximos anos. As taxas de declínio variam de acordo com as premissas tomadas, e estão sujeitas às avaliações dos campos de exploração.

Para o adequado embasamento das premissas utilizadas no cálculo da curva de oferta, foi considerado o estudo elaborado pela Wood Mackenzie em 2022. Tomando como base o estudo, a expectativa para a redução de oferta da Bolívia é bastante acentuada. Segundo essas estimativas o volume exportado pela Bolívia é nulo em 2030, com a demanda doméstica do país se sobrepondo a sua oferta nacional.

Estas conclusões são baseadas na escassez de novas descobertas promissoras e o declínio dos seus campos maduros. Sabendo dessa perspectiva, o governo boliviano lançou em 2021 um plano de exploração. Porém, apenas três dos vinte campos foram perfurados, e sem resultados viáveis. Em razão disso, é possível constatar, como pode ser visto na Figura 2, a diferença entre os casos 2021 e 2022 nas projeções realizadas pela Wood Mackenzie.

¹³ Remanejamento do fornecimento de gás natural à refinaria REFAP para um Ponto de Saída de maior capacidade em Canoas/RS. Desta forma, o atual Ponto de Saída dedicado à REFAP será interligado ao sistema da TSB.

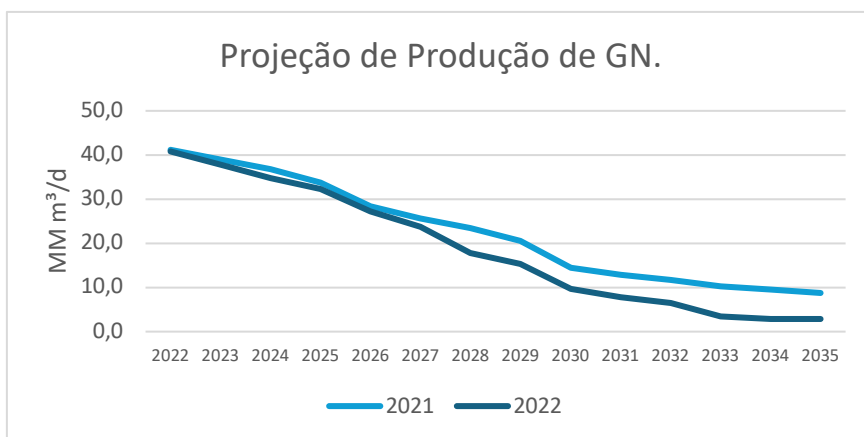


Figura 2: Perfil de Produção Anual na Bolívia: 2021 vs 2022 (MMm³/d)
Fonte: Adaptado da Wood Mackenzie (2022)

O estudo da Wood Mackenzie estima a curva de oferta da Bolívia até 2035, indicando até 2022 os volumes exportados para o Brasil e a Argentina. Na Figura 3 estão os valores até 2029, onde a partir de 2030 a exportação na Bolívia é completamente zerada, isto é, torna-se importadora de gás natural.

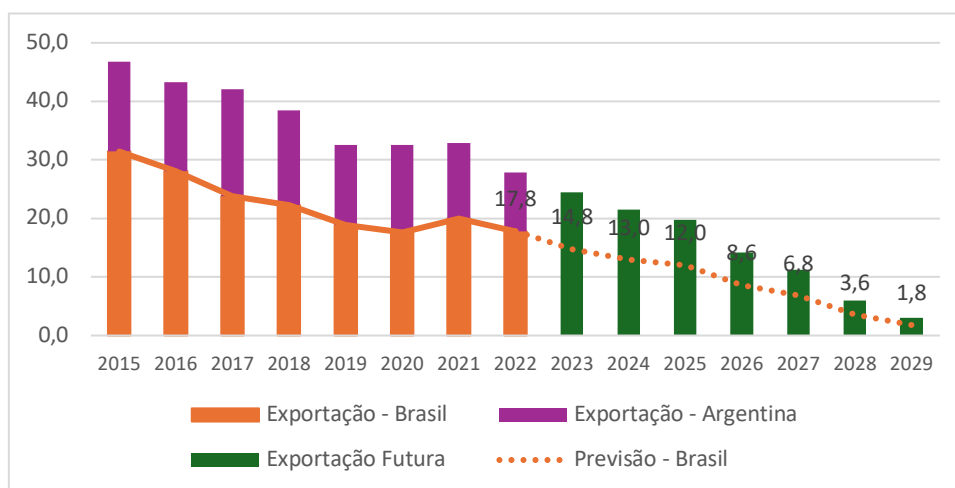


Figura 3: Potencial de Exportação da Bolívia (MMm³/d)
Fonte: Adaptado da Wood Mackenzie (2022)

Com base nestas análises, foi possível estabelecer a projeção de exportação boliviana, por estar de acordo com perspectivas mais atualizadas a respeito dos seus campos de exploração e o cenário de demandas internas do país.

4.3.1.2. UTGCA

A UTGCA (Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato) é uma unidade de tratamento de gás localizada no município de Caraguatatuba, em São Paulo. Sua capacidade diária é de 20 MMm³/d de gás natural oriundo de diversas plataformas de produção, que é entregue ao gasoduto GASTAU da NTS.

Para a estimação da curva de oferta na UTGCA foram analisadas as previsões fornecidas pela IGNIS, data base de jan/2023, para os campos de Mexilhão, Tupi, Uruguá, Complexo Tambaú/Uruguá, Sapinhoá, Aram,

Uirapuru, Sagitário e outros, considerando que os campos de Aram, Uirapurú e Sagitário são campos ainda em estudo, com estimativa de entrada a partir de 2028. A partir destes dados foi montada a curva de oferta dos campos, e o respectivo volume de gás seco tratado na UTGCA, como pode ser visto na Figura 4.

Observando os picos alcançados em 2015, 2017 e 2019, é possível constatar a contribuição do Campo de Tupi, que fornece os maiores volumes para a UTGCA. A partir de 2022, apesar do pico alcançado por esse mesmo campo, há expectativa para o declínio nos anos seguintes. Esta situação também é semelhante para o campo de Mexilhão, que é o segundo campo de maior impacto nos volumes para unidade de tratamento.

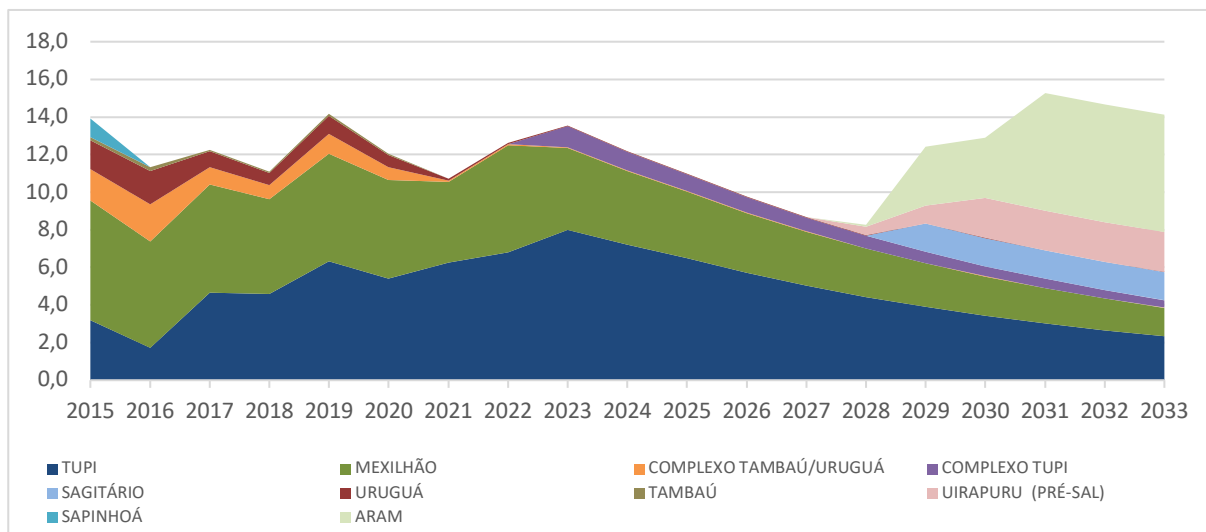


Figura 4: Janela de Oferta de Gás Seco na UTGCA (MMm³/d)

Fonte: Adaptado da IGNIS (jan/23)

Para a realização da previsão foram considerados apenas os campos existentes, garantindo uma análise mais conservadora. Além disso, foram ponderadas as reservas realizadas pela Petrobras no TCC, para a adequação da curva.

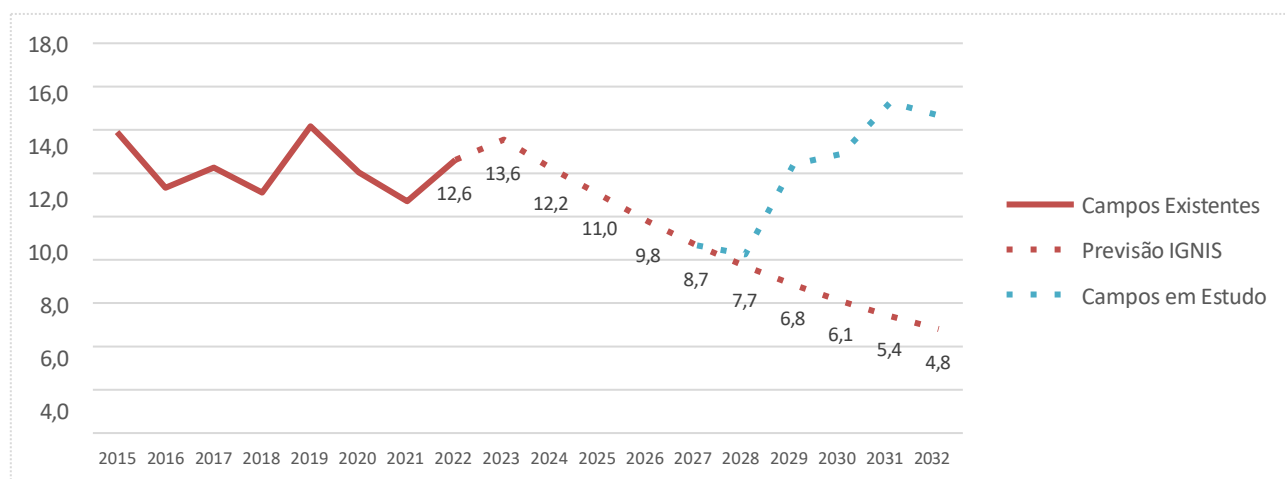


Figura 5: Previsão da UTGCA a Partir dos Campos Existentes (MMm³/d)

Fonte: Adaptado da IGNIS (jan/23)

4.3.1.3. TECAB

O Terminal de Cabiúnas é um polo de processamento de gás natural localizado no município de Macaé, no estado do Rio de Janeiro. Sua capacidade de processamento é de 25,3 MMm³/d, sendo a unidade com maior processamento de gás natural do pré-sal.

Para a estimativa da oferta, foram considerados os dados fornecidos pela IGNIS, separando os volumes por campo. Na Figura 6 é possível observar as curvas previstas para os campos de Tupi, Sapinhoá, Roncador, Búzios, Complexo Marlin/Voador, Complexo Tartaruga Verde e outros.

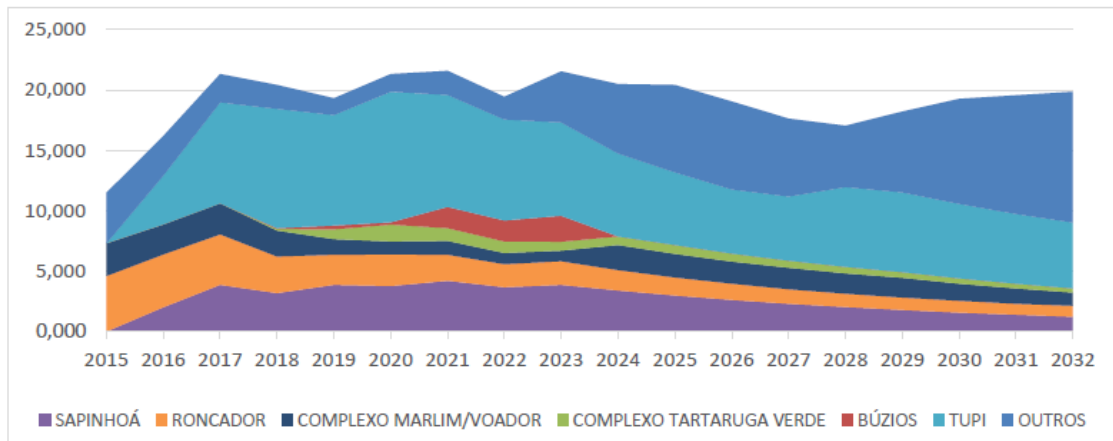


Figura 6: Janela de Oferta no TECAB por Campo (MMm³/d)

Fonte: Adaptado da IGNIS (abr/23)

Desta forma a curva final de previsão fica expressa conforme a Figura 7, que considera os valores fornecidos pela IGNIS e premissas próprias com base no TCC.

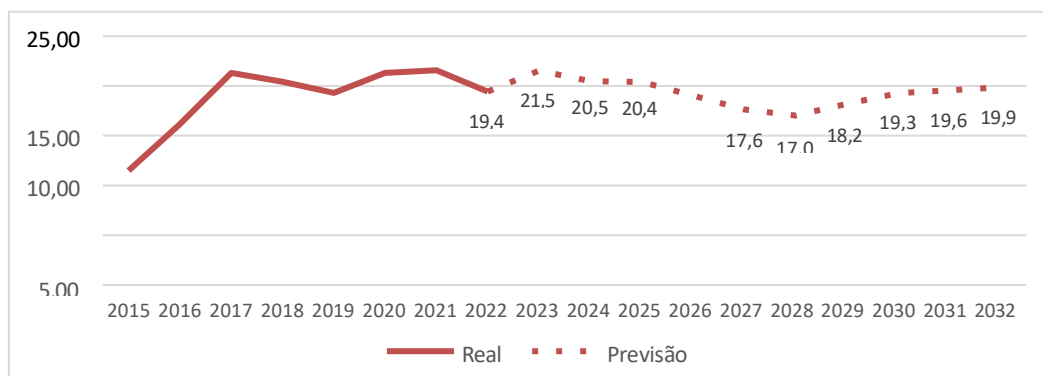


Figura 7: Previsão de Oferta no TECAB (MMm³/d)

Fonte: Adaptado da IGNIS (abr/23)

4.3.1.4. UPGN Atalaia

A UPGN Atalaia é uma unidade de processamento de gás natural localizada na cidade de Aracaju, inaugurada em 1981 no Polo de Atalaia, em Sergipe. Sua capacidade de processamento é de 3 MMm³/d, no entanto, em

2020 houve a parada de produção dos campos de águas rasas na Bacia de Sergipe-Alagoas, em razão do surto da covid-19.

A parada em 2020 iniciou o processo de hibernação da UPGN, que se concretizou a partir do plano de resiliência da Petrobras, diante dos efeitos da pandemia no preço do barril de petróleo. A partir desta informação, e das estimativas fornecidas pela plataforma IGNIS, foi possível montar a Figura 8 que reflete a previsão de ofertas da UPGN.

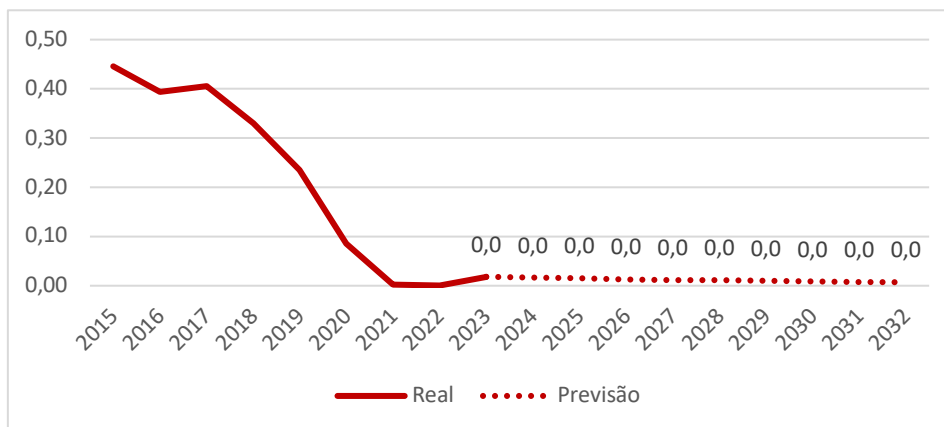


Figura 8: Previsão de Oferta na UPGN Atalaia (MMm³/d)
Fonte: Adaptado da IGNIS (out/23)

4.3.1.5. UTGC

A UTGC, conhecida como Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas, é uma infraestrutura localizada em Linhares, no Espírito Santo. Esta unidade processa o gás oriundo dos campos de produção do Espírito Santo desde sua inauguração em 2006. Sua capacidade de processamento de gás natural é de 18 MMm³/d, tornando-a um dos maiores polos processadores de gás natural do país.

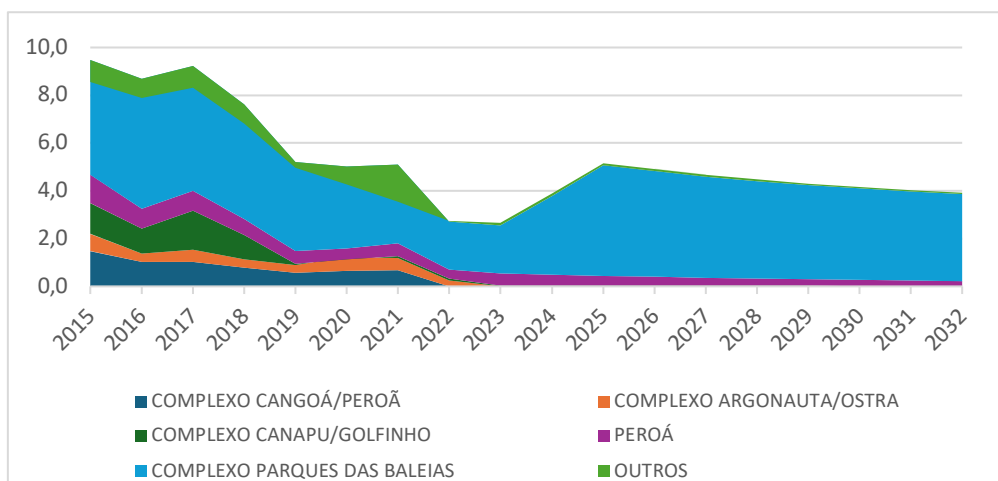


Figura 9: Janela de Oferta no UTGC por Campo (MMm³/d)
Fonte: Adaptado da IGNIS (out/23)

Como pode ser observado na Figura 9, a unidade de processamento atende os campos de Peroá, Cangoá, Canapu, Golfinho e Argonauta, na Bacia do Espírito Santo. Também é responsável por processar o gás do campo Parque das Baleias, localizado na Bacia de Campos.

A partir das premissas de produção por campo retiradas da IGNIS, foi possível elaborar a curva de oferta, conforme demonstrado na Figura 10. Esta curva indica uma tendência de queda da produção para os próximos anos.

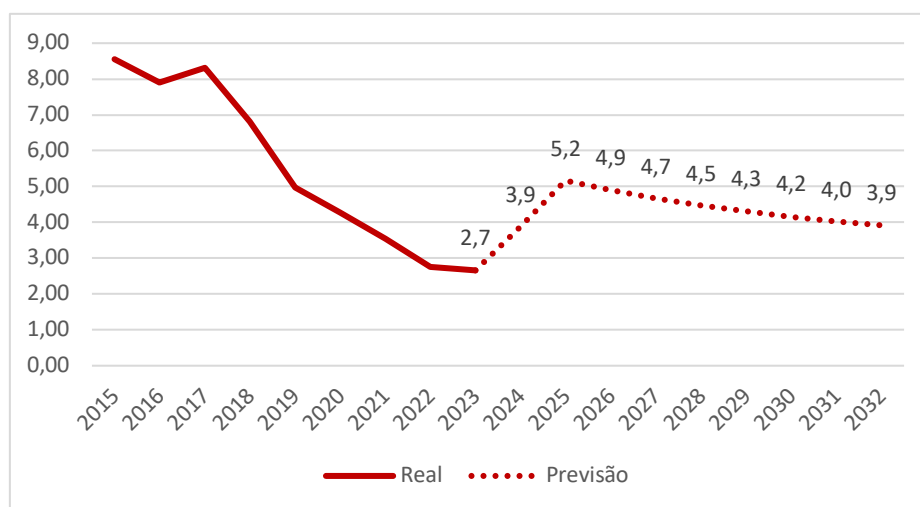


Figura 10: Previsão de Oferta na UTGC (MMm³/d)

Fonte: Adaptado da IGNIS (out/23)

4.3.1.6. UPGN Alagoas

A Unidade de Processamento de Gás de Alagoas é uma unidade 100% voltada para o tratamento do gás oriundo do Polo de Alagoas, composto por áreas terrestres e em águas rasas. Esta unidade foi inaugurada em 2003 no município de Pilar, no estado de Alagoas.

Sua capacidade é de 1,8 MMm³/d, com expectativa para a ampliação da capacidade, pelo novo operador do polo, em 2024. O método utilizado para a estimativa das curvas de oferta dessa UPGN segue os dados coletados via IGNIS, conforme a Figura 11.

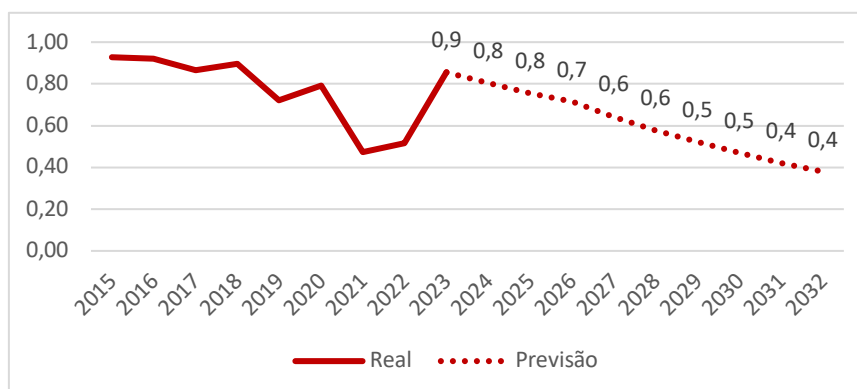


Figura 11: Previsão de Oferta na UPGN Alagoas (MMm³/d)

Fonte: Adaptado da IGNIS (out/23)

Embora haja divulgação de aumento de capacidade por parte do produtor, nem todo o volume produzido é injetado na malha de transporte, deste modo foi considerada como premissa para as simulações a quantidade histórica no ponto de entrada Marechal Deodoro para o próximo horizonte de tempo, no valor de 630 mil m³/d.

4.3.1.7. UPGN Guamaré

O Polo de Processamento de Gás Natural de Guamaré, localiza-se em Guamaré, no estado do Rio Grande do Norte. Este polo é formado por três UPGNs, que estão em operação respectivamente desde 1985, 2001 e 2006, com capacidade total de processamento de 5,7 MMm³/d de gás natural.

No entanto, entre 2020 e 2021 o Polo de Guamaré operou com 26% de sua capacidade, ou seja 1,5 MMm³/d, com apenas umas das três UPGNs em operação. Isso ocorreu em razão da baixa oferta de gás natural no período.

A previsão para as ofertas futuras no Polo de Guamaré, seguem as estimativas retiradas da plataforma IGNIS, conforme pode ser observado na Figura 12.

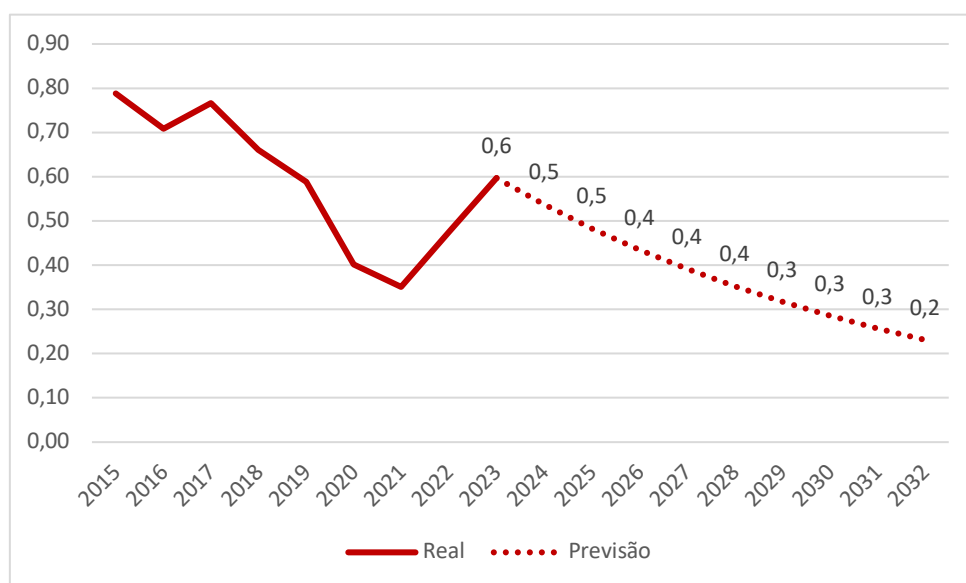


Figura 12: Previsão de Oferta da UPGN Atalaia (MMm³/d)

Fonte: Adaptado da IGNIS (out/23)

4.3.1.8. UTG Catu

A Unidade de Tratamento de Gás de Catu compõe o Polo de Santiago, localizado no município de Pojuca, na Bahia. Sua capacidade é de 2 MMm³/d de gás natural. Esta unidade foi inaugurada em 1962, operando desde então. A partir das curvas obtidas na plataforma IGNIS foi possível a elaboração de sua previsão de oferta, conforme a Figura 13.

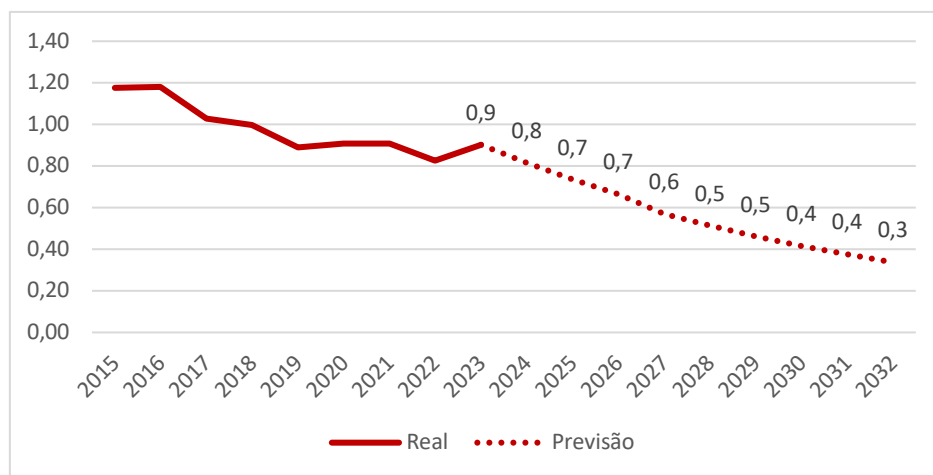


Figura 13: Previsão de Oferta na UTG Catu (MMm³/d)

Fonte: Adaptado da IGNIS (out/23)

Apesar da indicação de declínio de oferta de gás neste ponto na plataforma IGNIS, o volume médio atualmente injetado neste ponto é de 1,5 MMm³/d e foi identificado via Mapeamento de Demanda a perspectiva de novos investimentos visando o aumento de produção nessa área, indicado por diversos agentes. Desta forma as simulações se basearam nesta informação recebida dos agentes para identificar necessidade de novos investimentos.

4.3.1.9. UPGN Candeias

A UPGN Candeias é uma unidade de tratamento de gás localizada em São Francisco do Conde, no estado da Bahia. A unidade foi fundada em 1972, em 2017 houve o interrompimento do seu processamento devido a redução da oferta de gás em seus campos terrestres, sem previsão de retorno, conforme curva da Figura 14.

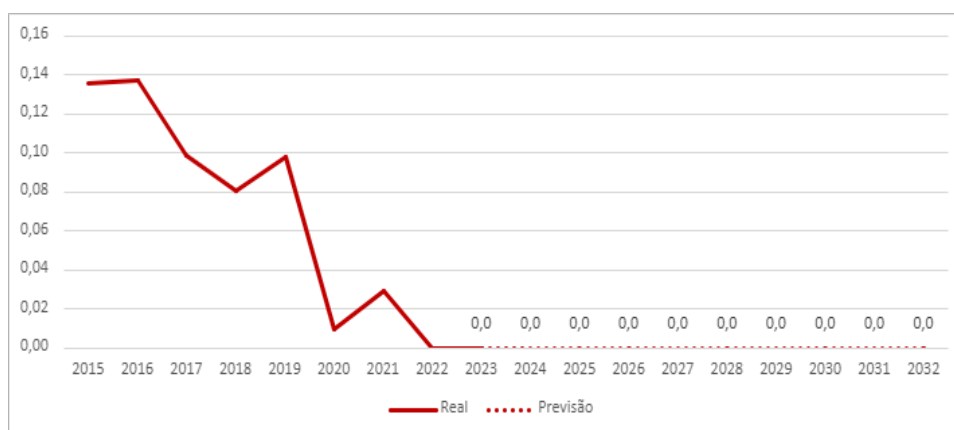


Figura 14: Previsão de Oferta na UPGN Candeias (MMm³/d)

Fonte: Adaptado da IGNIS (out/23)

4.3.1.10. UTGSUL

A Unidade de Tratamento de Gás Sul Capixaba foi inaugurada em 2010, com capacidade para processar 2,5 MMm³/d de gás natural. A UTGSUL localiza-se em Anchieta, no estado do Espírito Santo.

Os campos com gás processado nesta unidade compõem o Parque das Baleias, que se localiza no norte da Bacia de Campos. As curvas de previsão foram estimadas a partir da plataforma IGNIS.

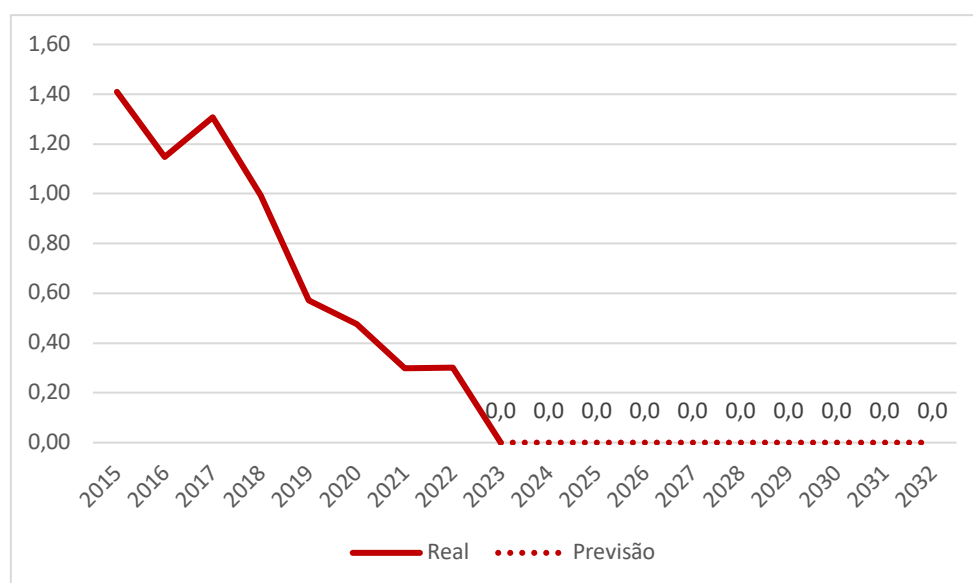


Figura 15: Previsão de Oferta no UTGSUL (MMm³/d)
Fonte: Adaptado da IGNIS (out/23)

4.3.1.11. EVF Manati

Descoberto em 2000 e com a produção iniciada em 2007, Manati, localizado na Bacia de Camamu, no litoral do estado da Bahia, foi um dos maiores campos de gás natural não associado no Brasil. Os poços de Manati são interligados por linhas submarinas à plataforma PMNT-1, uma unidade fixa de produção instalada em uma profundidade de lâmina d'água de 35 m, situada a 10 km da costa.

A partir dela, o gás flui por um gasoduto de 36 km de extensão até a Estação de Compressão (SCOMP), onde é comprimido e percorre mais 89 km até a estação de processamento (EVF). As curvas de previsão foram estimadas a partir da plataforma IGNIS conforme a Figura 16.

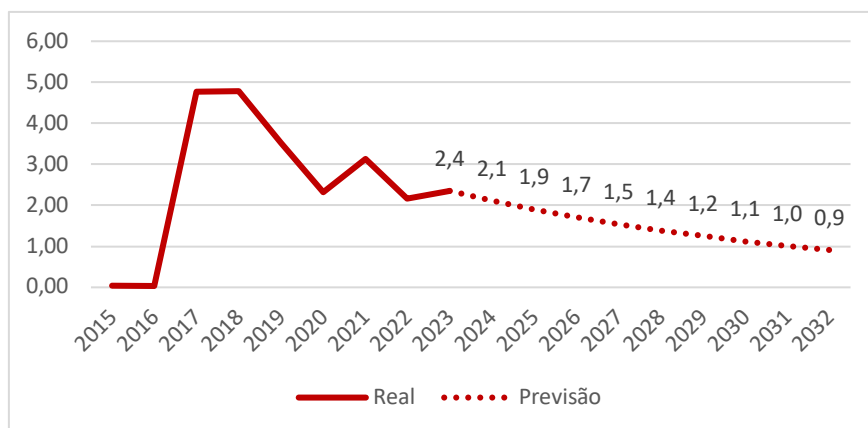


Figura 16: Previsão de Oferta na UPGN de Manati (MMm³/d)

Fonte: Adaptado da IGNIS (out/23)

Apesar da previsão de oferta da IGNIS, as simulações de operação consideram a injeção de Manati como zero como cenário mais crítico, por ser situação frequente no histórico de operação.

4.3.2. Pontos de Oferta Flexíveis Existentes

4.3.2.1. Terminal de Regaseificação da Baía de Guanabara (“TRBG”)

O Terminal aquaviário da Baía de Guanabara, localizado no estado do Rio de Janeiro, é um ativo pertencente à Petrobras e operado pela Transpetro desde 2009, cuja capacidade de regaseificação original era de 14 MMm³/d. Em 2009 a capacidade foi ampliada para 20 MMm³/d. Em 2023 foi implementada a ampliação para 30 MMm³/d.

Apesar da ampliação para 30 MMm³/d, devido a restrições de suprimento de GNL para o terminal da Baía de Guanabara e impactos à rede de transporte da NTS, foi considerado o volume máximo de 20 MMm³/d no ponto de recebimento do Terminal.

A operação do Terminal de GNL BGB está muito atrelada ao despacho térmico das UTEs, principalmente as de despacho flexível. Como o cenário de demanda considera o despacho térmico, esse GNL foi considerado no balanço.

4.3.2.2. Terminal de Regaseificação da Baía de Todos os Santos (“TRBA”)

O Terminal aquaviário da Baía de Todos os Santos, localizado no estado da Bahia, é um ativo pertencente à Petrobras e operado pela Transpetro desde 2012, cuja capacidade de regaseificação original era de 14 MMm³/d. Em 2018 a capacidade foi ampliada para 20 MMm³/d. O terminal se interliga a rede de transporte através de um gasoduto que se conecta a malha em dois pontos distintos, São Sebastião do Passé e São Francisco. A operação do TRBA está muito atrelada ao despacho térmico das UTEs e a mitigação de gargalos logísticos da rede de transporte da TAG.

4.3.3. Novos Pontos de Oferta

4.3.3.1. GASLUB (Rota 3)

O GASLUB é um complexo petroquímico da Petrobras, localizado em Itaboraí, no estado do Rio de Janeiro. Em 2024, está previsto para o polo receber a Rota 3 de escoamento de gás do pré-sal, uma Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) e um gasoduto da NTS (GASIG) para o transporte dos volumes processados.

A capacidade da UPGN envolvida está prevista para 21,6 MMm³/d de gás rico, com o perfil de oferta dos campos de produção de acordo com a Figura 17. Os valores foram estimados com base nos dados da IGNIS, separados nos volumes de cada campo.

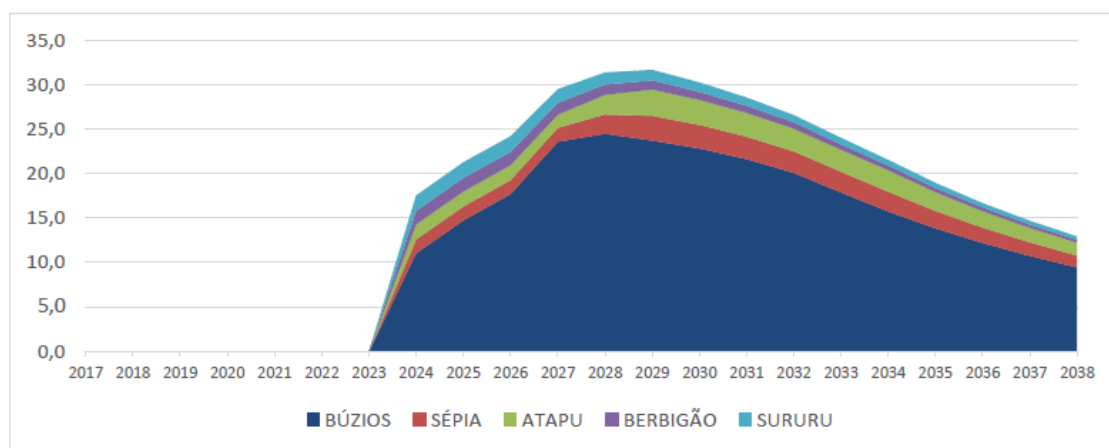


Figura 17: Janela de Oferta do GASLUB por Campo (MMm³/d)

Fonte: Adaptado da IGNIS (abr/23)

A partir desta curva verifica-se que o pico da produção dos campos ocorrerá em 2029, declinando a partir deste ano. O valor de pico da curva estimada chega a 31,7 MMm³/d. No entanto, em razão das restrições na capacidade de escoamento da Rota 3, que é de aproximadamente 18 MMm³/d, há a limitação do volume ofertado. Devido ao limite da rota de escoamento, e adequações decorrentes dos volumes reservados pela Petrobras no TCC, a curva de oferta foi projetada conforme a Figura 18.

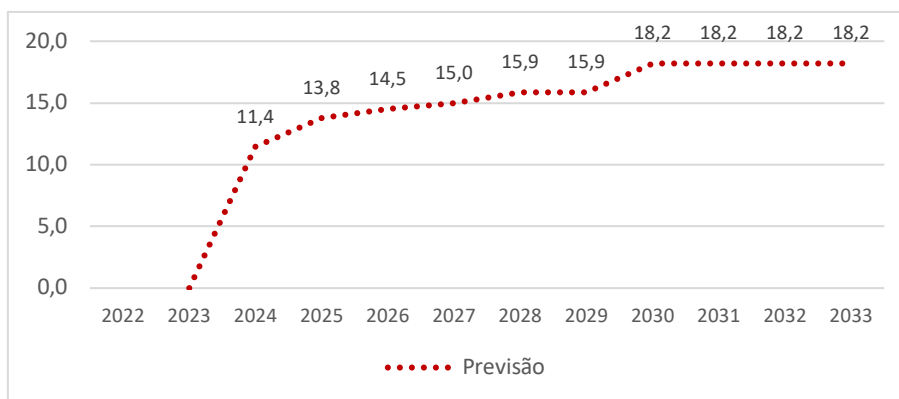


Figura 18: Previsão de Oferta no GASLUB (MMm³/d)

Fonte: Adaptado da IGNIS (abr/23)

4.3.3.2. Raia (Rota 5)

O projeto Raia (antigo Pão de Açúcar) é um projeto de escoamento do gás associado do Pré-Sal, localizado no bloco BM-C-33 na Bacia de Campos. A decisão final do investimento foi tomada em maio de 2023, com expectativa para a oferta de 16 MMm³/d de gás natural na Rota 5.

O ponto de recebimento dos volumes ofertados está previsto para o TECAB, em Macaé, no estado do Rio de Janeiro.

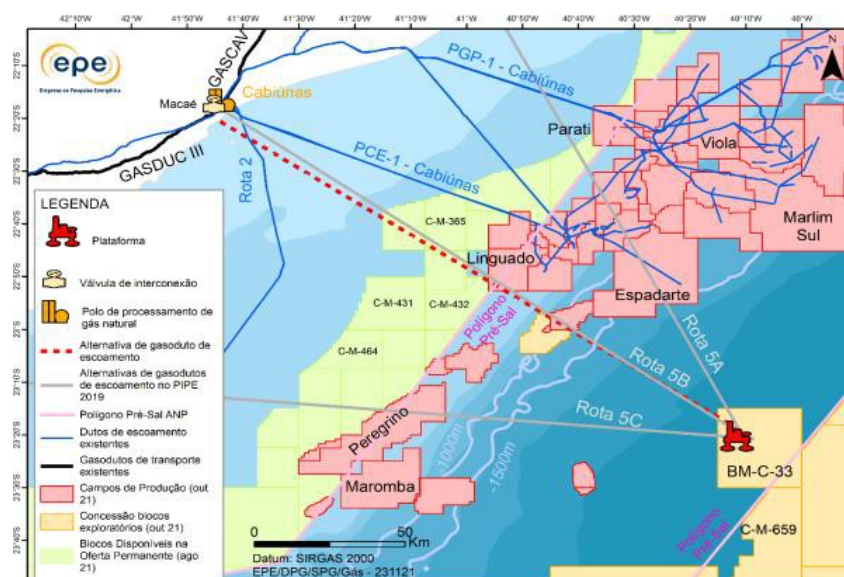


Figura 19: Projeto BM-C-33

Fonte: EPE

Segundo o Plano Estratégico (2024-2028) da Petrobras, a previsão é de início das operações a partir de 2028. Com este cenário, a expectativa de curva de oferta se dá conforme a Figura 20.

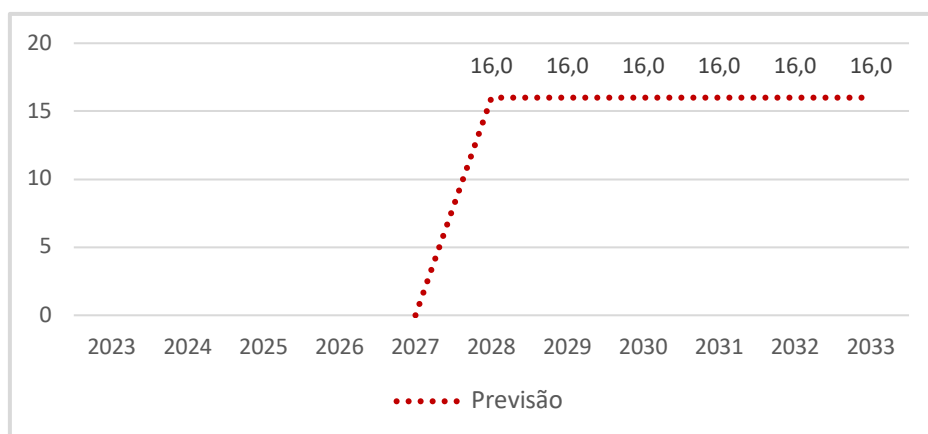


Figura 20: Previsão de Oferta pela Rota 5

Fonte: Própria

4.3.3.3. Sergipe Águas Profundas

O Sergipe Águas Profundas (SEAP) é um projeto localizado na Bacia de Sergipe-Alagoas, a uma profundidade de cerca de 3 km. No final de 2021, houve a declaração de comercialidade dos sete novos campos que compõem o projeto, sendo eles os campos de Budião, Budião Noroeste, Budião Sudeste, Palombeta, Cavala, Agulhinha e Agulhinha Oeste.

O início da produção é esperado em 2028. Esta fonte será conectada na malha de transporte por meio da transportadora TAG. A previsão final desta fonte é a oferta de 18 MMm³/d na malha de transporte.

4.3.3.4. Terminal Gás Sul

O Terminal Gás Sul (TGS) é um projeto de regaseificação flutuante¹⁴, que recebe o GNL de navios metaneiros e armazenando-o por meio de uma FSRU com capacidade de regaseificação de 15 MM m³/d. O gás natural será escoado pelo gasoduto integrante do terminal do TGS a partir de São Francisco do Sul/SC até o município de Garuva/SC, conectando-se ao GASBOL por meio do ponto de entrada neste município.

O Ponto de Entrada Garuva/SC tem capacidade autorizada de operação de 5 MM m³/d atualmente. Ressalta-se que processo para atualização dessa autorização para abarcar a capacidade de 15 MM m³/d encontra-se em fase de aprovação da ANP e visa compatibilizar com a capacidade de regaseificação do TGS.

Atualmente, a oferta de gás natural do TGS está disponível para os Estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul apenas. Visando maximizar essa oferta está em implementação a adequação que permitirá a inversão do fluxo de gás na Estação de Redução de Araucária/PR “ERP Araucária”, cuja conclusão está prevista para o 4º trimestre de 2024. Essa adequação permitirá que o gás recebido do TGS escoe até o Paraná (zona de saída PR1), sentido de fluxo inverso ao predominante, totalizando a capacidade máxima de cerca de 12 milhões m³/d para as zonas de saída do Rio Grande do Sul, Santa Catarina além do Paraná.

¹⁴ Autorização SIM-ANP nº 699, de 4 de novembro de 2021 - DOU de 05.11.2021.

A previsão de curvas está demonstrada conforme a Figura 21.



Figura 21. Oferta de GNL pelo Terminal Gás Sul

Fonte: Própria (abr/23)

4.3.3.5. Terminal de Sergipe

O Terminal de GNL no município de Barra dos Coqueiros, Sergipe (“Terminal de Sergipe”) possui unidade de regaseificação flutuante¹⁵, recebendo o GNL de navios metaneiros e armazenando-o por meio de uma FSRU. Sua capacidade de armazenamento é de 170 mil m³ na configuração atual, podendo regaseificar diariamente 21 MMm³/d de gás de maneira flexível. O gás natural será escoado pelo Gasoduto Terminal Sergipe.

4.3.4. Pontos de Oferta Desconsiderados

4.3.4.1. PR RPBC/SP

A Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) localizada na Refinaria Presidente Bernardes (RPBC) é abastecida pela plataforma de Merluza, sendo responsável pela produção dos campos de gás natural Merluza e Lagosta. Porém, esta plataforma se encontra hibernada. Com isso, o PR RPBC não tem operado como recebimento no histórico mais recente da NTS (2018-2023).

Desta forma, o ponto de recebimento associado a refinaria RPBC foi desconsiderado do cenário de ofertas, enquanto o ponto de entrega (“PE”) foi mantido na análise, conforme o capítulo de demandas.

4.3.4.2. PR REDUC/SP

A Refinaria Duque de Caxias (REDUC) possui Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) que permitem a exportação do gás para a malha de transporte. Entretanto, no histórico recente da NTS (2018-2023), o PR REDUC não tem operado como ponto de recebimento, portanto, não foi considerado na análise do cenário de ofertas. Porém, o ponto de entrega (“PE”) foi mantido na análise, conforme o capítulo de demandas.

¹⁵ Autorização SIM-ANP nº 699, de 4 de novembro de 2021 - DOU de 05.11.2021.

4.3.4.3. Terminal de Regaseificação de São Paulo (TRSP)

O Terminal de Regaseificação de São Paulo (TRSP) está localizado no Porto de Santos, no estado de São Paulo, funcionando pelo modelo de afretamento de navios FSRU. O sistema possui capacidade máxima para a regaseificação de 14 MMm³/d.

O TRSP está conectado ao "Gasoduto Subida da Serra", cuja natureza de transporte foi expressamente reconhecida pela ANP por meio da Resolução de Diretoria Colegiada ANP nº 533/21 e mais recentemente reforçado na Resolução de Diretoria Colegiada ANP nº 511/24 e será considerado em futuras revisões do Plano Coordenado.

4.3.4.4. Terminal de Regaseificação de Pecém (PR Pecém)

O Terminal de Gás Natural Liquefeito (GNL) de Pecém, localizado no Porto do Pecém, Ceará, foi inaugurado em 2009 como a primeira planta de regaseificação do tipo no Brasil. Sua capacidade é de transferir até 7MMm³/d de gás natural para o Gasoduto Guamaré-Pecém (Gasfor), atendendo principalmente às termoeletricas da região do Ceará e contribuindo para o atendimento parcial de termoeletrica no Rio Grande do Norte.

No entanto o terminal foi desativado recentemente. Havia expectativa da Portocem, associada à usina, construir um novo ponto de importação em Pecém para reativar a capacidade de importação de GNL no porto. Porém com a venda do contrato da usina para a New Fortress Energy, o projeto de construção da térmica no Ceará foi encerrado. Desta forma, apesar de sua importância estratégica, devido às incertezas com o projeto, o terminal não foi considerado nas simulações.

4.4. Estudo de Demanda

4.4.1. Consumo Residencial, Industrial, Automotivo e Comercial

Ao realizar o estudo da demanda, é possível identificar consumos constantes e com alta estabilidade. Tais demandas estão relacionados ao consumo do gás natural para fins residenciais, industriais, automotivos e comerciais, estando atrelados a um uso rotineiro com variações de pouco impacto no Sistema de Transporte de Gás Natural. Dessa forma, foi aplicada a previsão de crescimento de 2% a.a. sobre tais segmentos, que estão circunscritos pelas entregas às distribuidoras.

A NTS atende a três diferentes distribuidoras, Gasmig no estado de Minas Gerais, Comgás em São Paulo e Naturgy no Rio de Janeiro, tendo foco no atendimento da região Sudeste.

A TBG é responsável pelo transporte de gás natural para os estados do Mato Grosso do Sul, São Paulo¹⁶, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, conectando-se fisicamente a sete distribuidoras, integrando uma grande área de mercado.

¹⁶ O estado de São Paulo tem três concessões para a atividade de distribuição de gás natural canalizado, quais sejam: Necta Gás, Comgás e Naturgy.

A TAG fornece serviço de transporte de gás para 10 estados brasileiros incluindo a região Sudeste, Nordeste e Norte, com atendimento às concessionárias de distribuição de gás natural canalizado e usuários livres. No Sudeste, a TAG atende ao norte do Estado do Rio de Janeiro e ao Espírito Santo. No Nordeste, à Bahia, Alagoas, Sergipe, Pernambuco, Rio Grande do Norte, Paraíba e Ceará. Por fim, A TAG também atua na região norte do Brasil, atendendo ao estado do Amazonas através do gasoduto isolado Urucu-Manaus.

Para todas as distribuidoras e demandas livres restritas aos consumos descritos anteriormente, foi estimado o crescimento da demanda por molécula em 2% ao ano. Esse valor previsto de expansão foi acrescido subsequentemente ao ano anterior. As previsões de demanda, separadas por estado, podem ser observadas na Figura 22, e consideram a parcela das demandas atendidas dentro das distribuidoras, interligadas a cada uma das três transportadoras, e a consumidores livres.

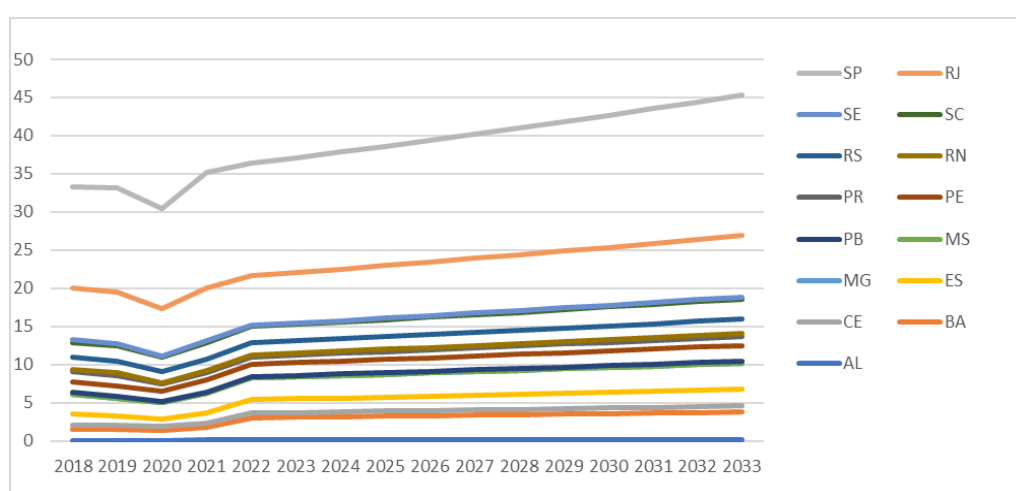


Figura 22: Previsão de Demanda Residencial, Automotiva, Industrial e Comercial por Estado (MMm³/d)

Fonte: Própria (Out/23)

Esta premissa de crescimento de 2% a.a. foi utilizada como estimativa inicial pelas transportadoras. Após esse processo, cada transportadora atuou diretamente em sua área de mercado de forma a refinar suas estimativas. Assim, no caso da TAG foram utilizadas as informações recebidas no Mapeamento de Demanda para os pontos saídas nos cenários de simulação da operação. No caso da NTS, foram feitas consultas de mercado para validar e refinar as estimativas iniciais tanto de oferta como de demanda. As análises da TBG, incluindo contribuições do mercado, estão descritas no item 4.2.1 deste documento.

4.4.2. Usinas Termoelétricas (UTES)

Usinas Termoelétricas possuem um importante papel na redução de riscos relacionados a matriz elétrica nacional. Com as hidroelétricas compondo 62% da energia gerada (BEN, 2023), é essencial que seja feito o contrabalanceamento destas em períodos de baixa dos reservatórios.

A alta dependência do sistema em relação a frequências pluviométricas impõem uma alta imprevisibilidade dos despachos das termoelétricas, criando dificuldade no estabelecimento de uma sazonalidade específica para sua operação.

Desta forma, de modo a estimar o consumo termoeletrico para fins de dimensionamento da rede de transporte, foi considerado o máximo histórico consumido pelas usinas nos quatro anos anteriores (2018-2022), de forma a garantir a segurança energética da matriz nacional. Esta avaliação pode ser observada nas Figura 23, Figura 24 e Figura 25, que demonstram a previsão de consumo de cada termoeletrica, separadas por região.

O Sudeste é a região com maior histórico de consumo termoeletrico, chegando perto de 30 MMm³/d no seu máximo histórico.

4.4.2.1. Sudeste/Centro-Oeste

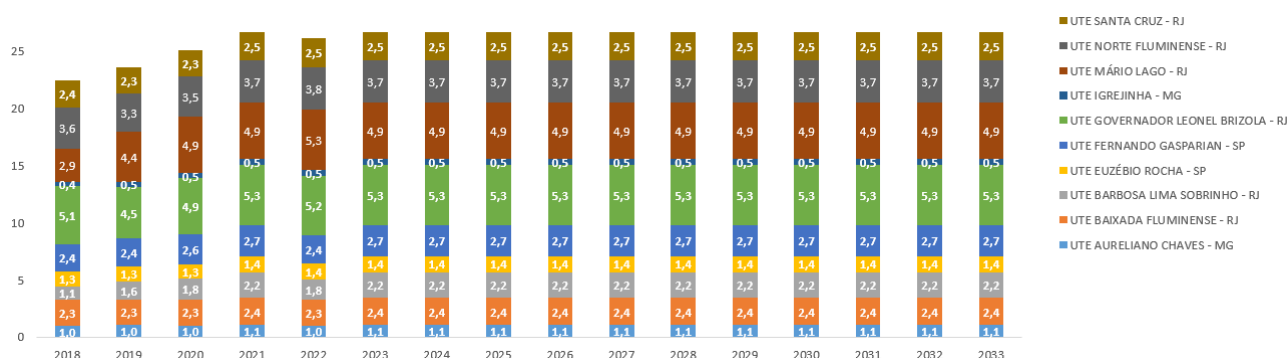


Figura 23: Previsão de Demanda por UTEs do Sudeste e Centro-Oeste (MMm³/d)

Fonte: Própria (Out/23)

4.4.2.2. Norte/Nordeste



Figura 24: Previsão de Demanda por UTEs do Norte e Nordeste (MMm³/d)

Fonte: Própria (Out/23)

4.4.2.3. Sul

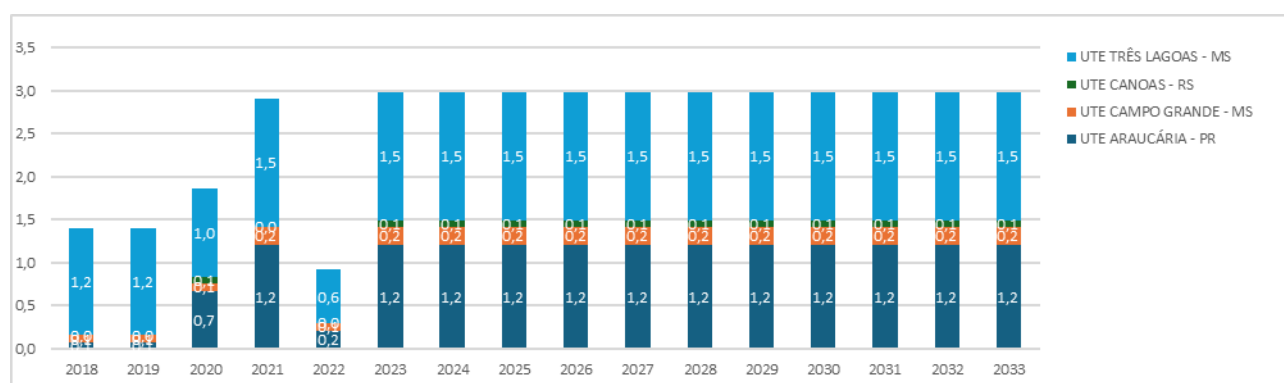


Figura 25: Previsão de Demanda por UTEs do Sul (MMm³/d)

Fonte: Própria (Out/23)

4.4.3. Refinarias e Fábricas de Fertilizantes (FAFENs)

As refinarias e fábricas de fertilizantes são ativos estratégicos importantes para o Brasil, compondo a indústria de base respectivamente, para o mercado de combustíveis e derivados do petróleo, e para a agroindústria. A relação de ambas com o transporte de gás natural é crucial, sendo estes os maiores consumidores industriais de gás, considerando seu setor como um todo.

Desta forma, foram avaliados de modo separado das demandas residenciais, industriais, comerciais e automotivas, pois geram significativo impacto no Sistema de Transporte de Gás Natural e possuem comportamento específico.

Para a estimativa dos valores futuros de demanda das refinarias, foi utilizada a média do histórico dos quatro anos anteriores (2018-2022). Para a projeção das FAFENs foi utilizado o valor máximo histórico (2018-2022), devido aos altos picos característicos dessa demanda. A previsão realizada para cada refinaria e FAFEN conectada ao Sistema de Transporte de Gás Natural está explicitada nas Figura 26, Figura 27 e Figura 28 abaixo.

No caso do Sistema de Transporte de Gás Natural e para as regiões Centro-Oeste e Sul há os projetos da FAFEN Três Lagoas-MS (UFN3) e a FAFEN-PR, em Araucária/PR, com capacidade de 2,26 MMm³/d e 2,0 MMm³/d respectivamente. A expectativa é de haver a retomada das FAFENs, considerando o aumento da demanda por fertilizantes.

4.4.3.1.1. Sudeste/Centro-Oeste

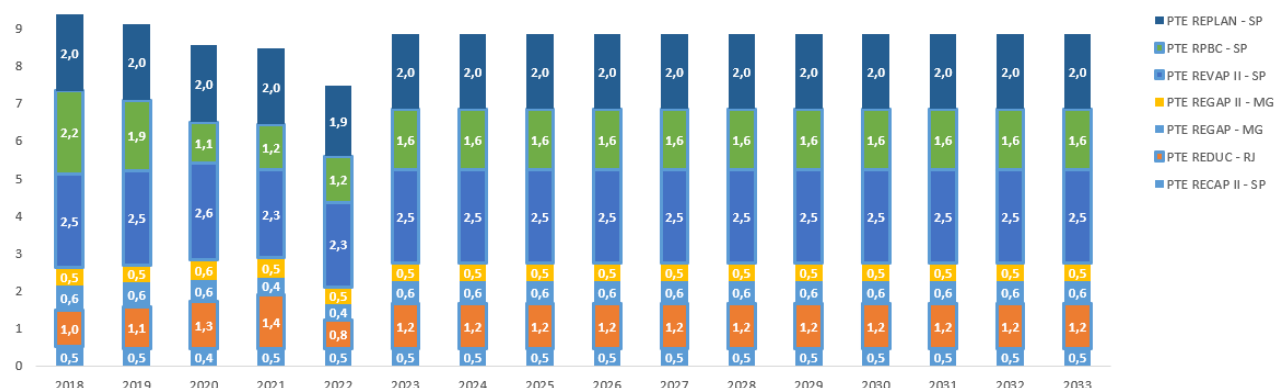


Figura 26: Previsão de Demanda por Refinaria no Sudeste e Centro-Oeste (MMm³/d)
Fonte: Própria (Out/23)

4.4.3.1.2. Norte/Nordeste

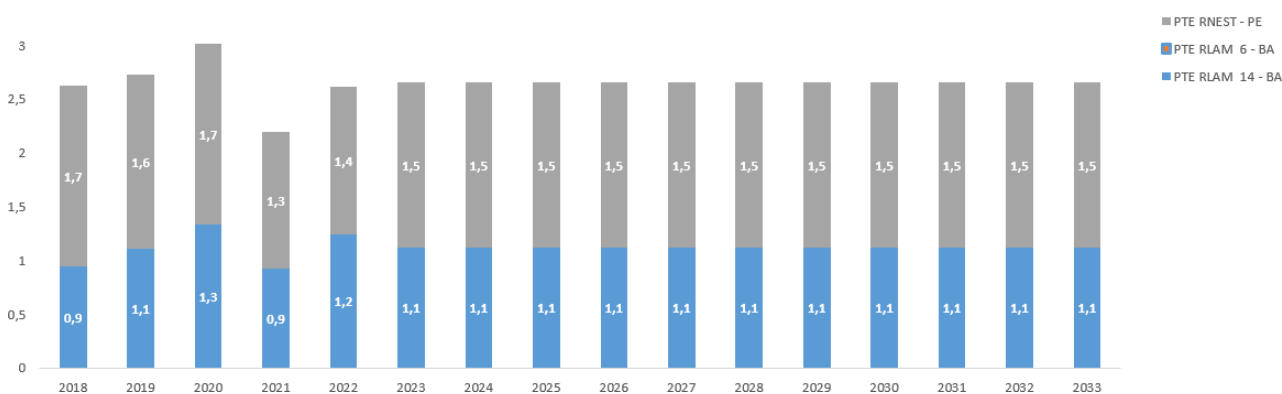


Figura 27: Previsão de Demanda por Refinaria no Nordeste (MMm³/d)
Fonte: Própria (Out/23)

4.4.3.1.3. Sul

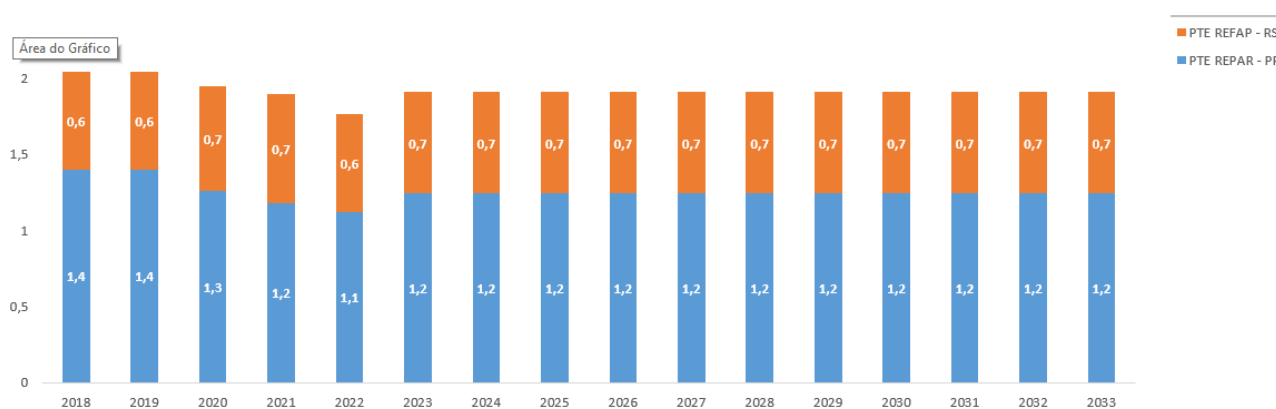


Figura 28: Previsão de Demanda por Refinaria no Sul (MMm³/d)
Fonte: Própria (Out/23)

4.5. Novos Mercados

4.5.1. Porto do Açu

O porto do Açu é uma nova área industrial em desenvolvimento, com grandes movimentações de gás natural e alto potencial de interface com o Sistema de Transporte de Gás Natural. Atualmente ele é composto por um parque termoeletrico e um terminal de GNL. Existem dois projetos distintos em desenvolvimento para conectar o Porto do Açu à malha integrada.

4.5.1.1. Terminal de GNL do Porto do Açu

O Terminal de Regaseificação de GNL do Porto do Açu, tem como objetivo atender às termoeletricas da GNA, localizadas no complexo termoeletrico de São João da Barra, no estado do Rio de Janeiro. O processo de regaseificação é realizado por meio de uma FSRU.

A partir da importância e possibilidade de interligação do terminal ao Sistema de Transporte de Gás Natural, seria ofertado aos carregadores o volume máximo de 21 MMm³/d. A expectativa de oferta seguiria a previsão, conforme a Figura 29, a partir do início da operacionalização do gasoduto responsável pela interligação, em 2026. Ressalta-se que este fornecimento potencial, quando conectado ao Sistema de Transporte de Gás Natural, pode ter o perfil flexível.

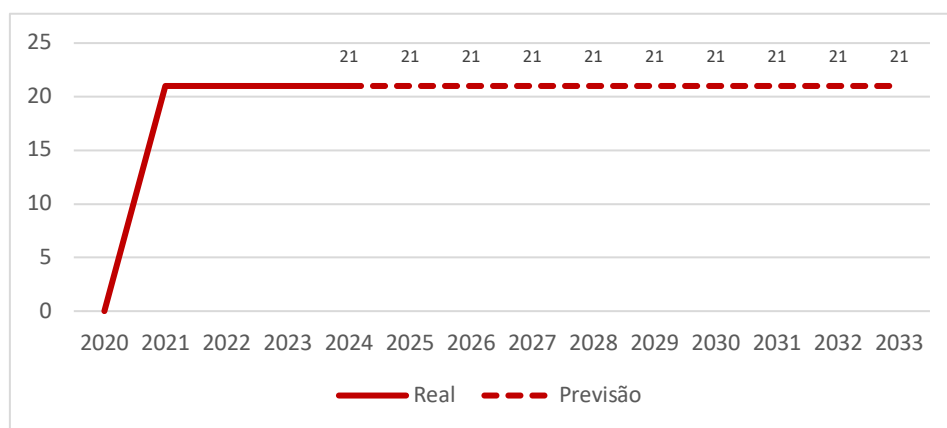


Figura 29: Oferta de GNL pelo Porto do Açu (MMm³/d)

Fonte: Própria (jan/24)

4.5.1.2. Parque Termoeletrico do Açu

O porto do Açu possui atualmente uma UTE em operação (GNA I) e outra UTE em construção (GNA II). Existe ainda o planejamento de até 2 novas UTEs a serem licenciadas nos próximos anos. Dessa forma, o consumo previsto para os próximos anos é de aproximadamente 12,6 MM m³/d, podendo ser expandido caso as demais térmicas entrem em operação. A GNA I tem o perfil 100% flexível, ao passo que a GNA II tem inflexibilidade. As curvas para o consumo máximo potencial das térmicas, sem consideração de flexibilidade, se dão conforme a Figura 30.

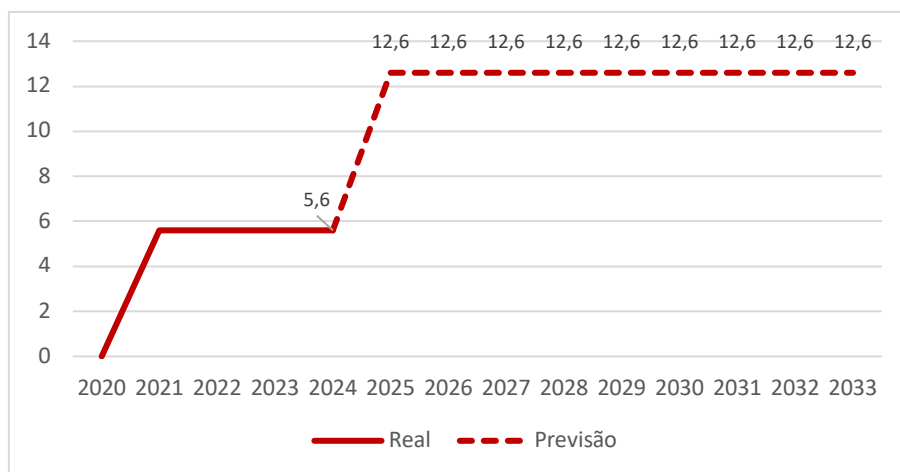


Figura 30: Demanda no Parque Termoelétrico do Porto do Açu
Fonte: Própria (jan/24)

4.5.1.3. Zona industrial do Açu

Além das instalações supracitadas, a região industrial do Açu tem o potencial para o desenvolvimento de outras demandas industriais, como fertilizantes e siderurgia. Estima-se que estas demandas, se materializadas, somariam até 6,5 MM m³/d nos próximos 10 anos.

4.5.2. Extrema

Em janeiro de 2022, o governo de Minas Gerais aprovou a revisão tarifária da GASMIG no ciclo 2022-2026, incluindo a ampliação da rede de distribuição a partir do município de Extrema até o município de Pouso Alegre. Utilizando os dados fornecidos na Consulta Pública realizada no âmbito da revisão, elaborou-se a curva de atendimento prevista (Figura 31) após a conexão com a rede de transporte da NTS.

Constatou-se com a distribuidora local que, apesar de haver uma demanda esperada firme de 154 mil m³/d, há um mercado captável de 300 mil m³/d de gás natural na localidade.

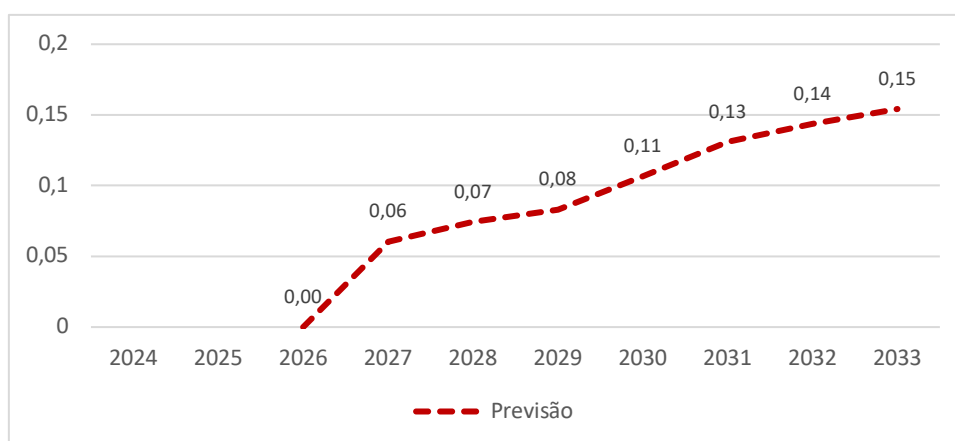


Figura 31. Demanda Firme Prevista para o Município de Extrema

Fonte: Própria (jan/24)

4.5.3. Gasoduto São Paulo – Uberaba/MG

Gasoduto de aproximadamente 300 km visando o atendimento da região do triângulo mineiro com destino na cidade de Uberaba (MG).

Este projeto levará, a partir do gasoduto da TBG, gás natural para a região de Uberaba – MG para atender à demanda de uma Fábrica de Fertilizantes e Indústrias Químicas, com potencial de demanda de 6 milhões de m³/dia.

4.5.4. Gasoduto TBG – Curiúva/PR

Gasoduto de aproximadamente 140 km visando o atendimento da região de Curiúva e Londrina no norte do Paraná.

Este projeto levará, a partir do gasoduto da TBG, gás natural para a região de Curiúva e Londrina para atender primordialmente à demanda da Companhia Paranaense de Gás (COMPAGAS) com potencial de consumo de 700 mil m³/dia.

4.5.5. Estudo de Gargalos

As origens das restrições de escoamento na malha de transporte, estão relacionadas ao aumento de demanda acima das capacidades do projeto original, alterações nos cenários de oferta e demanda e questões regulatórias e de segurança, que obrigam o transportador a reduzir a pressão máxima operacional de certos gasodutos, dentre outros elementos.

A identificação dos gargalos presentes no sistema de transporte é crucial. A partir desta metodologia é possível estabelecer os limites de capacidade no Sistema de Transporte de Gás Natural. No entanto, nem toda identificação de um gargalo necessariamente é um indicativo de uma situação de restrição de abastecimento. Para avaliar adequadamente o impacto da restrição presente no Sistema de Transporte de Gás Natural, é necessário cruzar as limitações logísticas com o cenário de ofertas e demandas, identificando assim os riscos e necessidades de ampliação e investimentos em confiabilidade.

4.5.5.1. Gargalos NTS

A NTS possui certas restrições de escoamento que foram resumidas em dois gargalos em sua rede de transporte, ocasionando a separação entre zonas livres, no cenário atual, além dos dois gargalos da NTS, que separam as zonas de capacidade livre, há dois gargalos entre o sistema de transporte da NTS e da TBG. O

O Gargalo 1, entre a ZL1 e a ZL2, tem como representação física a ECOMP de Vale do Paraíba, que restringe a movimentação em 12,5 MMm³/d na direção da ZL2, e 15,0 MMm³/d na direção da ZL1.

Ao tratar da troca de volumes entre transportadoras, o Gargalo 3 limita a capacidade de movimentação em 11,5 MMm³/d na direção da NTS, e em 12,0 MMm³/d para a TBG. Já o Gargalo 4, restringe a transferência para a interconexão de Guararema (ZL3) em 7 MMm²/d.

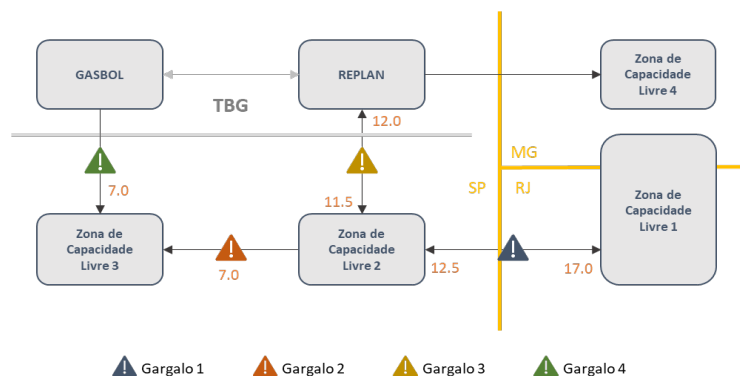


Figura 33: Esquemático de Gargalos NTS

Fonte: NTS (abr./23)

Em razão da limitação do envio de volumes acima de 7 MMm³/d para a região metropolitana de São Paulo, visto que a demanda é superior ao limite do Gargalo 2, é necessário que o volume restante seja repostado pela TBG por meio da conexão com a TBG em Guararema. De modo que o volume repostado não onere a TBG, ele é enviado pela NTS por meio da REPLAN.

Como consequência, uma parte da oferta entregue na REPLAN, para a TBG, é descontada para o suprimento da região metropolitana de São Paulo, como pode ser visto no esquemático.

4.5.5.2. Gargalos TAG

Conforme diagrama esquemático da malha da TAG¹, é possível identificar dois principais gargalos em sua malha:

- (i) Transferência do gás entre Sudeste e Nordeste:

Devido a inexistência das estações de compressões originalmente previstas no projeto GASENE (São Mateus, Itapebi, Itajuípe e Valença), o fluxo para as zonas do nordeste fica limitado, havendo a necessidade adicional de GNL para atendimento a estes mercados. O longo trecho entre ECOMP Prado e ECOMP Catu sem estações de compressão intermediárias, eleva a perda de carga nesse sistema.

O perfil de oferta e demanda de gás, com fluxo atual principal levando gás do Pré-Sal ao Nordeste justificou a solução comercial de descongestionamento para a oferta firme de capacidade. Em substituição ao custo de descongestionamento e alinhado com os estudos de oferta e demanda realizados, a ECOMP Itajuípe é proposta como solução mais eficiente de atendimento ao mercado no longo prazo.

- (ii) Capacidade restrita ao norte de Pernambuco.

Há redução de diâmetro dos gasodutos no Pernambuco, Paraíba, Rio Grande do Norte e Ceará, que limita o atendimento as demandas do local. Para o aumento de capacidade no trecho será necessária a instalação de nova estação de compressão, ampliação de estações existentes e construção de *loops* dos gasodutos, com dimensionamento atrelado a demanda. O mapeamento de demanda aponta a possibilidade de conexão de novas térmicas bem como atendimento a aumento de demanda industrial.

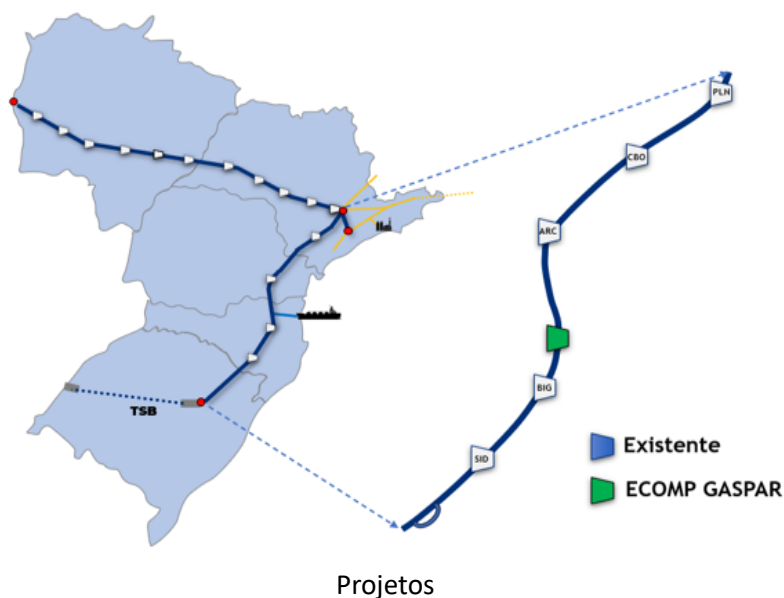
4.5.5.3. Gargalos TBG

Em função dos estudos e análises de oferta e demanda são identificados riscos de suprimento de gás natural decorrentes do declínio da oferta boliviana bem como restrições às demandas das distribuidoras do sul. Nesse sentido, é necessário haver aumento da oferta de gás nacional para o sistema da TBG via interconexão com o gasoduto GASCAR da NTS, a disponibilidade de oferta de GNL do TGS, bem como a flexibilidade da movimentação de gás no trecho sul de modo que os mercados das distribuidoras do Rio Grande do Sul e do Paraná tenham a possibilidade de maior capacidade de retirada em suas zonas de saída.

A remoção do primeiro gargalo é referente à capacidade de recebimento da EMED Replan/SP, cuja solicitação de aumento para 25 MM m³/d¹⁷ já foi requerida à ANP para que ponto de entrada/interconexão com a NTS esteja apto a receber oferta adicional de gás nacional que deverá estar disponível a partir de 2028 mediante a consecução do projeto de remoção de gargalos da NTS.

A remoção do segundo gargalo refere-se à adequação da estação de redução de pressão (ERP) de Araucária¹⁸, mediante a construção de um *bypass*, visando permitir a reversão do fluxo do trecho sul em função da oferta de gás natural do TGS interligado ao ponto de entrada de Garuva/SC. A remoção desse gargalo permitirá que a oferta do terminal aumente de 5 para 12,5 MMm³/d de forma direta ou por meio de SWAP¹⁹.

Adicionalmente, a TBG verificou a necessidade da construção de uma estação de compressão no trecho Araucária-Biguaçu, no município de GASPARGASPAR/SC, entre a ECOMP de Araucária e Biguaçu, visando aumentar a confiabilidade operacional e a possibilidade de remanejar capacidade entre zonas de saída o trecho sul, tendo em vista as recentes manifestações dos clientes nos últimos processos de oferta de capacidade



¹⁷ Processo ANP nº 48610.207674/2022-03

¹⁸ Processo ANP nº 48610.211043/2022-81

¹⁹ Troca operacional nos termos da Resolução ANP nº11/2016.

4.6. Garantia de Suprimento

A seguir são apresentados os projetos relacionados à motivação Segurança de Suprimento:

Nome do Empreendimento			Descrição	Racional
Corredor	Pré-Sal	Sul	Construção de 4 Estações de Compressão (ECOMPs) e duplicação de 300 km de gasodutos, visando ampliar a transferência do Rio para São Paulo e a TBG, de 15 MMm ³ /d para 25 MMm ³ /d.	Ampliar a transferência do Rio de Janeiro para a TBG nas Regiões Centro-Oeste e Sul, de 15 MMm ³ /d para 25 MMm ³ /d.
ECOMP Japeri			Construção de Estação de Compressão (ECOMP) com capacidade de 25 MMm ³ /d, visando aumentar a transferência de gás do Rio (oriundo das Rota 2 e Rota 3) para SP e Sul, de 12,5 MMm ³ /d para 20 MMm ³ /d.	Aumentar a possibilidade de transferência de gás do Rio (oriundo das Rota 2 e Rota 3) para SP e Sul, de 12,5 MMm ³ /d para 20 MMm ³ /d.
Ampliação ERP São José dos Campos			Ampliação da Estação Redutora de Pressão (ERP) São José dos Campos visando aumentar a capacidade de transferência para a região Metropolitana de SP, de 7 MMm ³ /d para 13 MMm ³ /d, em conjunto com projetos de Classe de Locação.	Redução da transferência de gás por meio da TBG, aumentando a capacidade de atendimento a região metropolitana de São Paulo.
Expansão do Trecho Sul do Gasbol			Previsão de construção de novas Estações de Compressão e loops.	Aumento da capacidade de transporte no trecho sul do GASBOL para atendimento da demanda do mercado
ECOMP Gaspar			Instalação de uma nova Estação de Compressão (ECOMP) no trecho Araucária-Biguaçu, no município de GASPAR, estado de Santa Catarina, entre a ECOMP de Araucária e Biguaçu	Confiabilidade operacional e possibilidade de remanejar capacidade entre zonas de saída sem resultar em aumento de capacidade no sistema.
Reclassificação TRBA			Reclassificação do gasoduto de escoamento existente do Terminal de Regaseificação da Bahia como gasoduto de transporte	Prover maior resiliência operacional na região, que atualmente conta com o maior consumo na malha mas sofre com restrição de capacidade. A integração do duto integrante do Terminal traz flexibilidade a operação da malha para maior segurança de suprimento dadas as restrições mencionadas.
Ramal Pilar e PS Marechal Deodoro II			Novo Gasoduto e ponto de saída	Remoção do bypass existente entre a produção/distribuição, garantindo: a) segurança de abastecimento e eficiência operacional; b) possível atendimento a consumidores livres; c) reforço ao modelo do sistema integrado de transporte conforme estabelecido em lei.

4.7. Diversificação de Fontes de Suprimento

A seguir são apresentados os projetos cujo objetivo principal é promover a diversificação de fontes de suprimento:

Nome do Empreendimento	Descrição	Racional
SEAP	Novo ponto de conexão / gasoduto para conectar e receber a produção de gás da bacia de Sergipe Águas Profundas	Receber produção de gás natural do projeto Sergipe Águas Profundas, baseado nas projeções de produção dessa nova bacia.
Ponto de Recebimento (PR) Macaé	Construção de um Ponto de Recebimento (PR) de gás natural na cidade de Macaé, no estado do Rio de Janeiro, para que o carregador possa injetar a produção de gás natural oriunda do campo de Pão de Açúcar na malha de transporte.	Permitir a injeção no sistema de gasodutos de até 16 MM m ³ /dia de vazão de gás natural produzido pelo bloco exploratório BM-C-33, em águas profundas na Bacia de Campos, conhecido como Pão de Açúcar.
Gasoduto de conexão ao Terminal Sergipe	O projeto consiste na instalação de Ponto de Recebimento e um Ponto de Entrega, incluindo sua interligação por meio de um gasoduto de 25 km (diâmetro 24 in.) entre a rede TAG (gasoduto CATU-PILAR) e o Terminal de Regaseificação do Porto de Sergipe, em Barra dos Coqueiros (SE).	Atendimento a um novo agente CELSE (UTE Porto de Sergipe I/1.515MW) e nova fonte de suprimento ao sistema, com capacidade de 14MM m ³ /d.

4.8. Integração de Áreas de Mercado

Nome do Empreendimento	Descrição	Racional
Interligação GASCAR x GASPAJ	Construção de uma interligação entre os gasodutos GASCAR e GASPAJ da NTS, ligando o único gasoduto da NTS que se encontra isolado do resto do sistema. Assim sendo possível eliminar uma zona de capacidade livre incorporando a ZL4 na ZL2.	Escoamento entre os gasodutos Campinas-Rio (GASCAR) e Paulínia-Jacutinga (GASPAJ) sem que haja necessidade de transferência de custódia para a TBG.
ECOMP Macaé	Construção da ECOMP visando a independência da Interconexão dos Transportadores (NTS/TAG) no Terminal de Macaé	A ECOMP possibilitará o aumento da flexibilidade das ofertas oriundas de ambos os sistemas.
ECOMP Itajuípe	A construção da Estação de Compressão de Gás Natural Itajuípe é um projeto da transportadora TAG que comprime e transfere o gás proveniente do Gasoduto Cacimbas-Catu (GASCAC), aumentando a possibilidade de transferência de gás do Rio a região Nordeste, de 9,4 MMm ³ /d para 12,4 MMm ³ /d.	Este projeto aumenta a flexibilidade operacional, a capacidade de transporte do GASCAC e a confiabilidade de abastecimento ao sistema de ativos da TAG. Além disso, também reduz a necessidade de contratação do serviço de congestionamento e flexibilidade nos cenários atual e futuro.
ECOMP Cabo	Nova ECOMP para aumento da flexibilidade operacional	Ampliação de capacidade da malha integrada, para atendimento a novas demandas e demandas existentes reprimidas pela atual restrição de capacidade da malha.

4.9. Atendimento a Novos Mercados

A seguir são apresentados os projetos que tem como objetivo o atendimento de novos mercados:

Nome do Empreendimento	Descrição	Racional
Gasoduto Bragança Paulista - Extrema	Gasoduto de aproximadamente 30 km, visando o atendimento do consumo industrial na cidade de Extrema/MG e outras expansões da GASMIG.	Atender o consumo industrial na cidade de Extrema/MG e outras expansões da GASMIG.
Gasoduto de Integração Norte Fluminense (GASINF)	Construção de um novo ramal bidirecional, de aproximadamente 105 Km, que possibilitara a ligação do Porto do Açu, em Barra do São Joao/RJ, a malha da NTS pela interconexão localizada no Terminal de Cabiúnas.	O novo ramal possibilitará tanto o fluxo de entrada do GNL do terminal na malha de transporte como consumo de gás nacional no porto do Açu. Além disso, terá uma capacidade de 12 MMm ³ /d e ampliável para 18MMm ³ /d.
Ponto de Entrega (PE) GNC	Construção de um Ponto de Entrega (PE) de gás natural comprimido na cidade de Japeri, no estado do Rio de Janeiro, visando atender a região por meio do transporte virtual.	Permitir a entrega de 120 mil m ³ /dia de GNC em Japeri e região, podendo chegar a 300 mil m ³ /d.
Gasoduto Iacanga- Uberaba	Gasoduto de aproximadamente 300 km visando o atendimento da região do triângulo mineiro com destino na cidade de Uberaba (MG).	Este projeto levará, a partir do gasoduto da TBG, gás natural para a região de Uberaba – MG para atender à demanda de uma Fábrica de Fertilizantes e Indústrias Químicas, com potencial de demanda de 6 milhões de m ³ /dia.
Gasoduto TBG - Curiúva	Gasoduto de aproximadamente 140 km visando o atendimento da região de Curiúva e Londrina no norte do Paraná.	Este projeto levará, a partir do gasoduto da TBG, gás natural para a região de Curiúva e Londrina para atender primordialmente à demanda da Companhia Paranaense de Gás (COMPAGAS) com potencial de consumo de 500 mil m ³ /dia.
PS Itagibá	Este projeto consiste na implantação de um novo Ponto de Saída, constituído por sistema de Filtragem, Aquecimento, Utilidades, Regulagem de Pressão e Medição, localizado no município de Itagiba/BA.	Atender ao consumo de mineradoras no município de Brumado outras expansões da Bahiagás, de aprox. 700mil m ³ /d.
Expansão GASFOR	~300km de loop de gasoduto (relação com ampliação de ECOMPs do Nordeste e Expansão Nordeste)	Ampliação de capacidade da malha integrada, através de loop, para atendimento a novas demandas, a depender do resultado de chamada pública incremental.
Expansão Nordeste	~450km de loop de gasoduto (relação com ampliação de ECOMPs do Nordeste e Expansão Nordeste)	Ampliação de capacidade da malha integrada, para atendimento a novas demandas, a depender do resultado de chamada pública incremental.
Ampliação Aracati	Ampliação de ECOMP para atendimento a novas demandas (relacionado com expansão Nordeste e GASFOR)	Ampliação de capacidade da malha integrada, para atendimento a novas demandas, a depender do resultado de chamada pública incremental.

Nome do Empreendimento	Descrição	Racional
Ampliação Macaíba	Ampliação de ECOMP para atendimento a novas demandas (relacionado com expansão Nordeste e GASFOR)	Ampliação de capacidade da malha integrada, para atendimento a novas demandas, a depender do resultado de chamada pública incremental.
Ampliação Santa Rita	Ampliação de ECOMP para atendimento a novas demandas (relacionado com expansão Nordeste e GASFOR)	Ampliação de capacidade da malha integrada, para atendimento a novas demandas, a depender do resultado de chamada pública incremental.
Ampliação PILAR	Ampliação de ECOMP para atendimento a novas demandas (relacionado com expansão Nordeste e GASFOR)	Ampliação de capacidade da malha integrada, para atendimento a novas demandas, a depender do resultado de chamada pública incremental.
GASOG	Construção de um novo ramal bidirecional, de aproximadamente 45 Km, que possibilitara a ligação do Porto do Açú, em Barra do São João/RJ, a malha da TAG, no GASCAC	Atender consumo termoeletrico e industrial, além de conectar nova fonte de suprimento
Rota do Bode/ Potenciais interiorizações no Nordeste	Gasoduto atendendo Petrolina, Juazeiro do Norte e outras demandas na região a pedido das distribuidoras	Atender demandas no interior do Nordeste mapeadas pelas distribuidoras locais em regiões atualmente não atendidas pela infraestrutura de gás, consumidores incluem regiões urbanas relevantes como Petrolina além de polos industriais como produção de cal, cerâmica etc. A viabilização do investimento depende de resultado de chamada pública incremental. A depender de configuração, é possível alternativa as expansões de Nordeste e GASFOR.
PS Buriti	Novo Ponto de Saída em Manaus (extremidade do GASCOM) com o propósito de atender duas demandas a serem supridas por gás proveniente da malha da TAG: UTE Manaus I e maior flexibilidade operacional à Companhia de Gás do Amazonas (CIGÁS)	Novo ponto de saída para atendimento a termoeletrica vencedora do LRCAP 2022 e para a companhia local de gás, garantindo flexibilidade operacional

4.10. Transição Energética e Biometano

A seguir são apresentados os projetos que visam promover a transição energética e fomentar a utilização do biometano:

Nome do Empreendimento	Descrição	Racional
Ponto de Recebimento (PR) Biometano Japeri	Construção de um Ponto de Recebimento (PR) de gás natural renovável (biometano) na cidade de Japeri, no estado do Rio de Janeiro, para que o biometano possa ser movimentado na malha de transporte e comercializado pelo carregador em qualquer ponto de saída do transporte.	Permitir injetar na malha de gasodutos até 120 mil m ³ /dia de produção de biometano.
Ponto de Recebimento Biometano	Construção de um ponto de recebimento de até 0,2 MM m ³ /dia -TBG	Permitir o recebimento de biometano proveniente de usinas de açúcar e etanol no GASBOL

5. Detalhamento dos Projetos (Fichas dos Projetos) Arquivo em Anexo