



Nota Técnica Metodológica - Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano

2025

JUNHO DE 2025

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Colaboradores

Coordenação Geral

Heloisa Borges Bastos Esteves

Coordenação Executiva

Marcos Frederico Farias de Souza

Coordenação Técnica

Ana Claudia Sant'Ana Pinto

Henrique Plaudio Gonçalves Rangel

Marcelo Ferreira Alfradique

Equipe Técnica – DPG/SPG

Adriana Queiroz Ramos

Áureo Igor Wanderley Ramos

Bianca Nunes de Oliveira

Carolina Oliveira de Castro

Claudia Maria Chagas Bonelli

Filipe Soares da Cruz

Gabriel Lacerda da Silva

Gabriela Nascimento da Silva

Harnon Martins Ramos

Laura Cristina Daltro Cardoso

Luiz Paulo Barbosa da Silva

Nelson Pereira Filho

Péricles de Abreu Brumati

Regina Freitas Fernandes

Equipe Técnica – DPG/SDB

Angela Oliveira da Costa

Bruno Rodamilans Lowe Stukart

Danilo Percin

Filipe de Pádua Fernandes Silva

Guilherme Correa Naresse

Marina Damião Besteti Ribeiro

Rachel Martins Henriques

Rafael Barros Araujo

NOTA TÉCNICA EPE/DPG/SPG/07/2025

Imagem da Capa

Adaptado de Freepik

Equipe Técnica – DEA/SMA

André Cassino Ferreira

Clayton Borges da Silva

Elisangela Medeiros de Almeida

Glauce Maria Lieggio Botelho

Hermani de Moraes Vieira

Mathias Luiz Mafort Ouverney

Thiago Galvão

Equipe Técnica – DEA/SEE

Aline Moreira Gomes

Arnaldo dos Santos Junior

Arthur Mendonça Quinhones Siqueira

Carla Achão

Flávia Camargo de Araújo

Gabriel Konzen

Gustavo Naciff de Andrade

Luciano Basto Oliveira

Mauro Rezende Pinto

Nikolaos Mikail Dimitriadis

Equipe Técnica – DEE/SGR

Bernardo Folly de Aguiar

Caio Monteiro Leocadio

Davi José Marques Vieira

Patricia Asfor Parente

Rafael Rigamonti

Renato Haddad Simões Machado

Roney Nakano Vitorino



VALOR PÚBLICO

A EPE REALIZA ESTUDOS E PESQUISAS PARA SUBSIDIAR A FORMULAÇÃO, IMPLEMENTAÇÃO E AVALIAÇÃO DA POLÍTICA E DO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO BRASILEIRO. NESTE SENTIDO, O PLANO NACIONAL INTEGRADO DAS INFRAESTRUTURAS DE GÁS NATURAL E BIOMETANO (PNIIGB) VISA REDUZIR A ASSIMETRIA DE INFORMAÇÃO E COLABORAR COM O PLANEJAMENTO E O DESENVOLVIMENTO DA INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL NO BRASIL.

ESTE PLANO, DEFINIDO PELO DECRETO Nº 12.153/2024, INDICA AS MELHORES ALTERNATIVAS DE INSTALAÇÕES QUE PROMOVAM A EXPANSÃO DAS INFRAESTRUTURAS DO SETOR DE GÁS NATURAL E BIOMETANO, PERMITINDO O CRESCIMENTO DESSES MERCADOS. ADICIONALMENTE, ESSAS ALTERNATIVAS APRESENTADAS NO PLANO PODEM AUXILIAR O BRASIL NO ATINGIMENTO DE SUAS METAS DE REDUÇÃO DE EMISSÕES, COLABORANDO PARA O COMBATE ÀS MUDANÇAS CLIMÁTICAS.

O PNIIGB INDICARÁ A EXPANSÃO DO SETOR DE GÁS NATURAL E BIOMETANO E DEVERÁ BUSCAR O APROVEITAMENTO DE ALTERNATIVAS QUE JÁ FORAM APRESENTADAS NOS PLANOS INDICATIVOS REALIZADOS PELA EPE, DE FORMA A CONCILIÁ-LAS COM OS PROJETOS PREVISTOS PELOS AGENTES DO SETOR.

ASSIM, AO ELABORAR A NOTA DA METODOLOGIA A SER APLICADA NO PNIIGB, A EPE VISA ESTABELECEER OS PROCEDIMENTOS A SEREM SEGUIDOS PARA A CONSTRUÇÃO DESSE PLANO, DE MANEIRA A ATENDER AOS REQUISITOS PREVISTOS NO DECRETO Nº 12.153/2024. PARA TANTO, É NECESSÁRIO CONSIDERAR, ENTRE OUTROS ASPECTOS, O INTERESSE PÚBLICO, O DESENVOLVIMENTO DA OFERTA E DA DEMANDA DE GÁS NATURAL E BIOMETANO NO LONGO PRAZO, O ATENDIMENTO ÀS DEMANDAS FUTURAS, A OTIMIZAÇÃO NO USO DAS INFRAESTRUTURAS E AS NECESSIDADES DE AMPLIAÇÃO.

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Ministro de Estado

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo

Arthur Cerqueira Valério

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Pietro Adamo Sampaio Mendes

Presidente

Thiago Guilherme Ferreira Prado

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Reinaldo da Cruz Garcia

Diretora de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Carlos Eduardo Cabral Carvalho

<http://www.epe.gov.br>

■ Sumário

1. Introdução	1
2. Estrutura do Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano	3
2.1. Visão geral.....	3
2.2. Diretrizes e premissas gerais do PNIIGB	5
2.3. Cronograma	6
3. Infraestrutura de gás natural e biometano	6
4. Previsão de oferta e demanda de gás natural e biometano	10
4.1. Oferta de gás natural e biometano.....	10
4.1.1. Oferta de gás natural.....	11
4.1.2. Oferta de biometano.....	15
4.2. Demanda de gás natural e biometano.....	18
4.2.1. Considerações sobre demanda de biometano.....	23
5. Análise de projetos	24
5.1. Seleção de projetos.....	25
5.2. Análise socioambiental	26
5.2.1. Definição dos Traçados Referenciais dos dutos	26
5.2.2. Caracterização dos Aspectos Socioambientais das Infraestruturas.....	29
5.2.3. Síntese dos desafios e recomendações.....	32
5.3. Dimensionamento de projetos e estimativas de CAPEX	33
5.4. Estimativas de potenciais de emprego e renda.....	37
6. Considerações finais.....	38
7. Referências bibliográficas.....	40

■ Lista de Figuras

Figura 1-1: Infraestruturas da cadeia de gás natural englobadas no PNIIGB	1
Figura 2-1: Fluxo de informações entre os planos, estudos e regulamentações na elaboração do PNIIGB	3
Figura 2-2: Fluxograma com etapas de desenvolvimento do PNIIGB	4
Figura 2-3: Cronograma previsto para o desenvolvimento do PNIIGB.....	6
Figura 3-1: Mapa de infraestruturas de gás natural, biogás e biometano.	10
Figura 4-1: Fluxos para obtenção da oferta de gás natural.	11
Figura 4-2: Representação esquemática da metodologia empregada para obtenção da oferta nacional de gás natural	14
Figura 4-3: Representação dos módulos do Modelo Integrado de Transporte (MIT).....	19
Figura 4-4: Setores de demanda de gás natural e biometano.....	21
Figura 4-5: Etapas para previsão da demanda não-termelétrica de gás natural e biometano.....	21
Figura 5-1: Etapas da análise e desenvolvimento dos projetos no PNIIGB	25
Figura 5-2: Exemplo da utilização da Modelagem Espacial Multicritério (MEM), apresentando a superfície de custo e traçados desenvolvidos.	27
Figura 5-3: Exemplo de mapa síntese dos principais aspectos socioambientais observados em gasoduto estudado.	30
Figura 5-4: Exemplo de mapa síntese dos principais aspectos socioambientais observados para um duto marinho estudado.	31
Figura 5-5: Exemplo de mapa síntese dos principais aspectos socioambientais observados para um terminal de combustíveis.....	32

■ Lista de Tabelas

Tabela 1: Tipos de usinas termelétricas consideradas no PDE 2034.....	22
Tabela 2: Exemplo de sistematização de desafios e recomendações para a implantação de um gasoduto estudado	33

1. Introdução

Esta Nota Técnica compreende a estruturação da metodologia para elaboração do Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano (PNIIGB), que foi estabelecido pelo Decreto Nº 12.153, de agosto de 2024 (que alterou o Decreto Nº 10.712, de junho de 2021) em sua seção sobre o planejamento da segurança energética nacional (BRASIL, 2024a).

O Plano, a ser elaborado pela EPE, deve indicar as melhores alternativas de expansão das infraestruturas existentes e de novas infraestruturas dos setores de gás natural e de biometano¹. Ele abrangerá as instalações de escoamento, de processamento, de estocagem e de transporte de gás natural, assim como a distribuição por gás natural comprimido (GNC) e gás natural liquefeito (GNL) e as instalações para produção do biometano e posterior transporte. Cabe destacar, para fins desta Nota Técnica, a referência às “unidades de produção de biometano²” incorpora todo o conjunto da produção do biogás até a obtenção do biometano especificado, contemplando os conceitos de “escoamento, especificação e purificação” do biometano conforme consta no Decreto Nº 12.153/2024. Essas instalações estão destacadas na Figura 1-1, que apresenta os elos da cadeia e suas interconexões usuais.

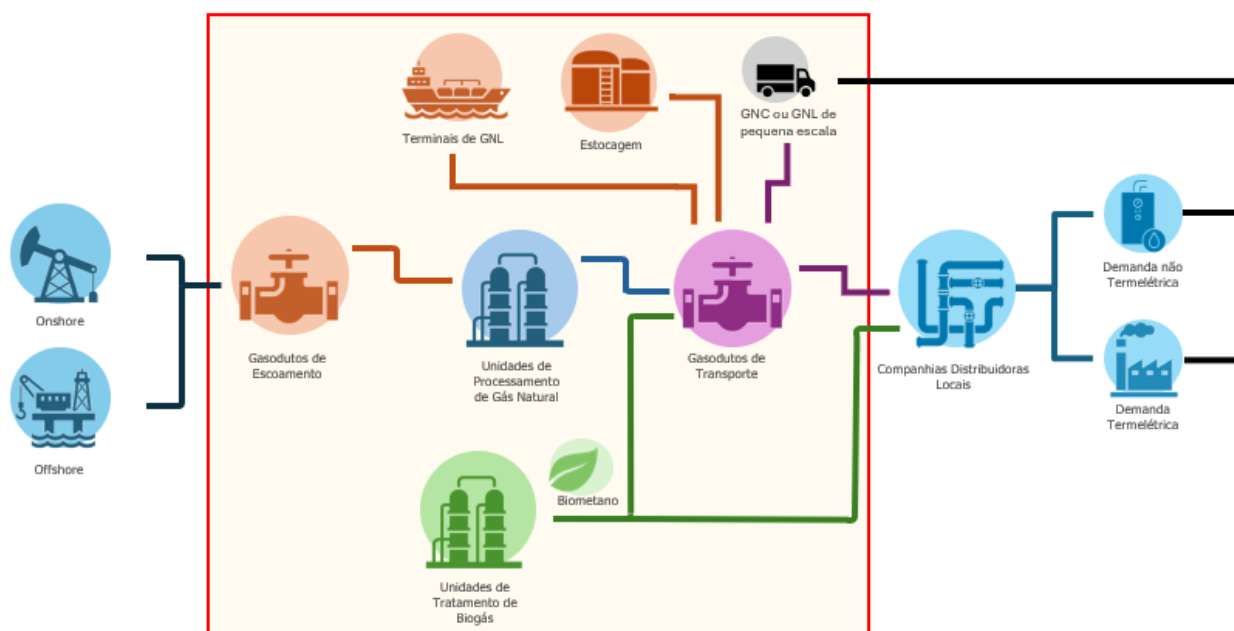


Figura 1-1: Infraestruturas da cadeia de gás natural englobadas no PNIIGB

Fonte: Elaboração própria

Nota: Destaca-se que as infraestruturas e possibilidades de interconexões ou de fluxos de gás entre os elos da cadeia não se limitam àquelas que estão representadas na Figura 1.

¹ Conforme o disposto no § 2º do art. 3º da Lei Nº 14.134, de 2021, para todos os fins, o biometano e outros gases intercambiáveis com o gás natural terão tratamento regulatório equivalente ao gás natural, desde que atendidas as especificações estabelecidas pela ANP (BRASIL, 2021a).

² As unidades de produção de biometano incluem instalações com objetivos análogos aos das Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs), isto é, de realizar a purificação e o condicionamento do gás “bruto” com o objetivo de atender às especificações de qualidade do produto. No caso do biometano (maior que 90% de metano, entre outras características), o gás bruto é o biogás (50-70% de metano), de origem renovável. Um arranjo comercial típico tem a unidade de produção de biometano contígua à produção e/ou recuperação do biogás, dispensando infraestrutura significativa de “escoamento” do biogás até as instalações de purificação.

O Decreto Nº 12.153 de 2024 surge como resultado das discussões do Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar (GT-GE), com a finalidade de acelerar a abertura do mercado de gás natural, bem como a promoção de investimentos neste setor ao longo dos próximos anos. Busca um planejamento de forma integrada para desenvolver infraestruturas e conectar oferta e demanda, de forma a obter eficiência alocativa, com consequente redução dos custos dessas infraestruturas, contando com a participação de diversos agentes do mercado e do governo (BRASIL, 2024a).

O PNIIGB é um produto multidisciplinar que envolve diversas superintendências da EPE e, em sua construção, serão utilizados planos e estudos elaborados pela empresa, em conjunto com contribuições de diferentes agentes, para auxiliar na definição das melhores alternativas a serem apresentadas.

Estão previstas consultas públicas para a obtenção de subsídios junto à sociedade, tanto para esta nota técnica metodológica, como também para o PNIIGB. Ademais, deverá ser realizada, no âmbito do processo de desenvolvimento do PNIIGB, uma chamada pública para estimar a demanda por serviços nas infraestruturas de gás natural e identificar o potencial de oferta e de demanda de gás natural e de biometano.

No que se refere à estruturação, esta Nota Técnica Metodológica está organizada em seis capítulos. O capítulo 2 apresenta a estrutura do Plano, apresentando os objetivos, a proposta de estruturação do Plano e o cronograma para a sua realização. Já o capítulo 3 apresenta os métodos de levantamento das infraestruturas de gás natural e biometano. No capítulo 4, são mostradas as metodologias para previsão de oferta e demanda por gás natural e biometano. No capítulo 5, apresenta-se a metodologia para a análise de projetos no PNIIGB, indicando como a EPE coletará informações de projetos de gás natural e biometano que irão fundamentar a integração dos projetos que comporão este Plano. Este capítulo se divide em seleção de projetos, análise socioambiental, estimativas de CAPEX e estimativas de emprego e renda. Finalmente, no capítulo 6, traçam-se as considerações finais relativas às metodologias para desenvolvimento do Plano.

2. Estrutura do Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano

Neste capítulo serão apresentados a visão geral do Plano, suas diretrizes e premissas gerais e o cronograma para a sua realização.

2.1. Visão geral

O Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano (PNIIGB) tem como objetivo indicar as melhores alternativas, consideradas as instalações apresentadas nos estudos sobre a expansão das infraestruturas dos setores de gás natural e biometano. O Plano será publicado a cada dois anos, iniciando em 2025, com horizonte temporal de dez anos, e abordará os seguintes temas: infraestrutura de gás natural e de biometano; previsão de oferta e demanda de gás natural e biometano e análise de projetos de infraestruturas de gás natural e biometano.

A EPE possui um amplo portfólio de planos e estudos destinados a subsidiar o planejamento do setor energético. Nesse sentido, alguns desses planos, nos horizontes de longo e médio prazo, servirão de suporte na elaboração do PNIIGB. Entre os principais planos da EPE que abarcam o setor de gás natural estão o Plano Nacional de Energia (PNE), o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), o Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural (PIPE), o Plano Indicativo de Terminais de GNL (PITER) e o Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG). A Figura 2-1 ilustra o fluxo de informações que subsidiam a elaboração do PNIIGB, dentre elas os insumos dos planos e estudos da EPE, as regulamentações do setor de energia e outros estudos e dados técnicos dos agentes.

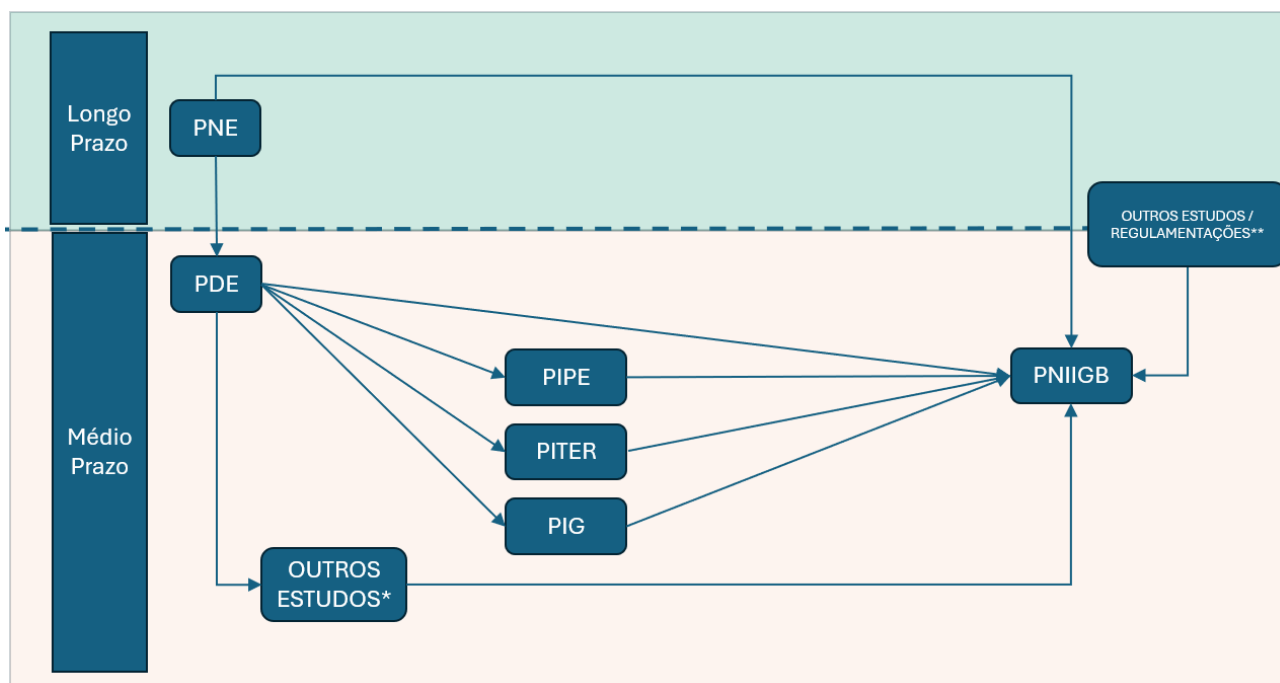


Figura 2-1: Fluxo de informações entre os planos, estudos e regulamentações na elaboração do PNIIGB

Fonte: Elaboração própria

Notas: (*) Outros estudos da EPE que recebem informações do PDE e apoiam o PNIIGB; (**) Outros estudos ou regulamentações que apoiam o PNIIGB.

As etapas necessárias para a preparação do PNIIGB estão apresentadas no fluxograma trazido na Figura 2-2.

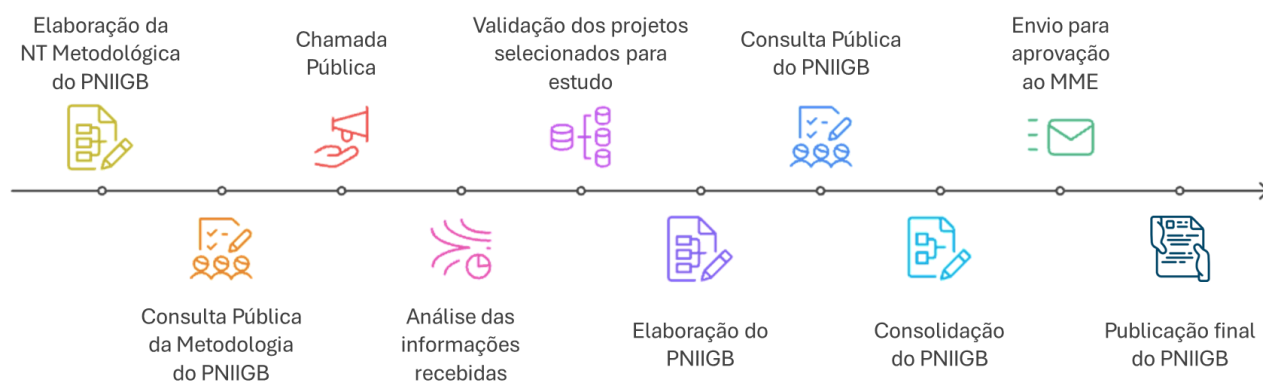


Figura 2-2: Fluxograma com etapas de desenvolvimento do PNIIGB

Fonte: Elaboração própria.

O processo de preparação do Plano se inicia com a etapa de elaboração da presente nota técnica, que estabelece os requisitos e os procedimentos para o desenvolvimento do PNIIGB. Uma vez elaborada, esta nota passará por uma consulta pública, cuja finalidade será dar transparência ao processo e obter subsídios da sociedade referentes à proposta de metodologias. Em seguida, a EPE analisará as contribuições obtidas na consulta pública para consolidação de uma versão revisada da nota técnica de metodologias.

A etapa seguinte de chamada pública visa dar oportunidade do mercado de gás natural participar do processo, contribuindo com informações que serão fundamentais para estimar a demanda efetiva por serviços nas infraestruturas de todos os elos da cadeia do gás natural e do biometano, além de identificar o potencial de oferta e de demanda destes combustíveis. O processo de chamada pública, será realizado de forma eletrônica visando garantir acesso a todos os interessados. Dentre as expectativas para o sucesso desta chamada pública, reside a necessidade de coletar informações detalhadas sobre as instalações existentes e previstas de escoamento, de processamento, de estocagem e de transporte de gás natural, assim como a distribuição por GNC e GNL e as instalações para produção do biometano e posterior transporte, além de receber dados projetados e realizados de oferta e demanda dos diversos agentes do setor.

As informações recebidas na chamada pública serão analisadas pela EPE e servirão de subsídio para a preparação do PNIIGB. Por meio desta análise, poderão ser apontados um conjunto de projetos com grau de informações suficiente para fazer parte do portfólio do PNIIGB que será avaliado técnico-econômico e ambientalmente conforme a metodologia apresentada nesta nota técnica. Cabe ressaltar que o conjunto de alternativas será validado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) nesta etapa.

Após a elaboração, o PNIIGB passará por processo de consulta pública para que a sociedade possa contribuir para o seu desenvolvimento e aprimoramento. A versão consolidada, a partir das contribuições obtidas na consulta pública, será submetida ao MME para validação.

Ao final, depois de cumpridas as etapas de desenvolvimento do PNIIGB, sua versão final será publicada, assim como as informações que sejam de interesse público que tenham sido utilizadas para sua definição. A divulgação dessas informações é fundamental para reduzir a assimetria de informação entre os agentes da indústria deste setor e dar mais previsibilidade aos investidores e aos usuários de suas infraestruturas.

Cabe destacar que as três primeiras etapas do PNIIGB: elaboração da nota técnica de metodologia, sua consulta pública e consolidação, apresentadas no fluxograma da Figura 2-2, serão realizadas somente na primeira versão do documento, podendo ser novamente realizadas caso se faça necessário atualizar a presente Nota Metodológica.

2.2. Diretrizes e premissas gerais do PNIIGB

As diretrizes para a construção do PNIIGB pela EPE são apresentadas a seguir. Destaca-se que ato do Ministro de Estado de Minas e Energia poderá estabelecer novas diretrizes.

Consideram-se diretrizes do Plano a partir do que foi estabelecido no Decreto Nº 12.153 de 2024:

- zelar pelo interesse público;
- a estratégia de desenvolvimento da oferta e da demanda de gás natural no longo prazo à luz do Plano Nacional de Energia;
- atender à demanda da sociedade de forma sinérgica com as indicações apontadas no Plano Decenal de Expansão de Energia;
- permitir ampliação da exploração dos recursos energéticos nacionais por meio da otimização e da disponibilidade das infraestruturas, considerando as competências regulatórias de cada ente federativo;
- o melhor aproveitamento e o compartilhamento das atuais e das novas infraestruturas e instalações, inclusive aquelas que se encontrem fora de operação ou descomissionadas;
- indicar a necessidade de infraestruturas com capacidade suficiente para o atendimento à demanda esperada ao longo do tempo ou que permitam ampliações futuras, consideradas as infraestruturas existentes.
- a eficiência das infraestruturas, de forma individual e global, para promover o menor impacto de custo sistêmico, ao longo do tempo, e contribuir para a modicidade dos preços do gás natural, sem prejuízo da oferta e da qualidade; e
- as regras de interconexão entre as infraestruturas, que considerem os modais logísticos mais adequados para abastecimento das regiões que demandem ou possam demandar gás natural, nos termos da regulação da ANP.

Para a elaboração do PNIIGB, a EPE considerará um conjunto de premissas gerais para respaldar a análise de projetos, de forma a harmonizar as premissas adotadas nos planos e estudos que servirão de suporte. Consideram-se premissas gerais do Plano:

- as condições do último cenário econômico vigente nos estudos para o PDE;
- os preços de gás natural projetados nos estudos para o PDE; e
- os marcos legal e regulatório do setor de gás natural e biometano vigentes no período de elaboração do Plano, conforme o cronograma ilustrado na seção 2.3.

Além das premissas gerais, serão admitidas premissas específicas sobre as infraestruturas existentes e previstas, a oferta, a demanda e a análise de projetos de gás natural e biometano, conforme descritas nos respectivos capítulos 3, 4 e 5.

2.3. Cronograma

A Figura 2-3 apresenta o cronograma para elaboração do Plano, destacando as durações e datas previstas para cada etapa do desenvolvimento.

Etapas	Jan		Fev		Mar		Abr		Mai		Jun		Jul		Ago		Set		Out		Nov		Dez	
	1ª Q	2ª Q	1ª Q	2ª Q	1ª Q	2ª Q	1ª Q	2ª Q	1ª Q	2ª Q	1ª Q	2ª Q	1ª Q	2ª Q	1ª Q	2ª Q	1ª Q	2ª Q	1ª Q	2ª Q	1ª Q	2ª Q	1ª Q	2ª Q
Elaboração da nota técnica de metodologia do PNIIGB																								
Consulta Pública da metodologia do PNIIGB																								
Chamada Pública																								
Análise de informações recebidas																								
Validação com o MME																								
Elaboração do PNIIGB																								
Consulta Pública do PNIIGB																								
Consolidação do PNIIGB																								
Envio para aprovação do MME																								
Publicação do PNIIGB por MME e EPE																								

Figura 2-3: Cronograma previsto para o desenvolvimento do PNIIGB

Fonte: Elaboração própria

Assim como foi indicado no fluxograma da seção 2.1 (Figura 2-2), reitera-se que as três primeiras etapas do cronograma, referentes a elaboração e aprovação da nota técnica metodológica, serão realizadas somente nesta primeira edição do PNIIGB, ou caso se faça necessário atualizar a nota metodológica. A atualização do cronograma para novos ciclos do PNIIGB será divulgada em momento oportuno em plataformas eletrônicas oficiais.

3. Infraestrutura de gás natural e biometano

Este capítulo apresenta a metodologia de coleta dos dados, além da elaboração e atualização de informações correspondentes às principais características das infraestruturas de gás natural e biometano brasileiras existentes. Adicionalmente, apresenta a metodologia para a identificação das infraestruturas previstas no horizonte de tempo considerado no PNIIGB.

Primeiramente, conforme disposto no § 2º do art. 3º da Lei nº 14.134, de 2021 (BRASIL, 2021a), para todos os fins, o biometano e outros gases intercambiáveis com o gás natural terão tratamento regulatório equivalente ao gás natural, desde que atendidas as especificações estabelecidas pela ANP. Neste sentido e para fins de simplificação, as infraestruturas passíveis de compartilhamento entre gás natural e biometano serão denominadas como infraestruturas compartilháveis.

Serão consideradas infraestruturas compartilháveis as seguintes unidades: terminais de regaseificação de gás natural liquefeito (GNL), gasodutos de transporte, estações de compressão de gás natural, pontos de recebimento de gás natural, pontos de entrega de gás natural (*city-gates*) e dutos de serviço local de gás canalizado. Por outro lado, é relevante destacar a existência de

instalações específicas, voltadas unicamente para gás natural ou biometano. Deste modo, podem ser consideradas infraestruturas específicas de gás natural os dutos de escoamento e polos de processamento de gás natural, enquanto as unidades de produção de biometano serão consideradas específicas para este energético.

O mapeamento das infraestruturas de gás natural e de biometano bem como a publicação de dados sobre estas unidades visa reduzir a assimetria de informações entre os agentes da indústria, de modo que tenham acesso a dados mais recentes das instalações, bem como às suas características técnicas. Além disso, visa possibilitar uma análise integrada das infraestruturas, permitindo melhores alocações dos recursos por meio do devido dimensionamento de suas capacidades. Assim, a disseminação destas informações contribui tanto para a promoção do acesso de terceiros às infraestruturas como para a definição das necessidades de novas instalações a serem observadas pela ANP, conforme disposto no Decreto nº 10.712/2021.

Devido a estes objetivos, a EPE dispõe do Webmap, base de dados online georreferenciada do setor energético brasileiro que permite realizar visualizações, downloads, medições, além de contar com ferramentas para operações de georreferenciamento (EPE, 2025a). O Webmap apresenta nove grupos de camadas, destacando-se, para fins do PNIIGB, as informações de Exploração e Produção de Petróleo e Gás, a Infraestrutura de Gás Natural, as Usinas de Biocombustíveis (onde estão localizadas as plantas de biogás e de biometano). Releva mencionar que cada conjunto de informações georreferenciada possui uma tabela de atributos específica, relacionada às informações necessárias/disponíveis para caracterização das infraestruturas, como por exemplo: coordenadas geográficas (latitude e longitude), dados principais de Engenharia, fontes das informações de cada infraestrutura, capacidade, matéria-prima, dentre outros.

As informações relacionadas às infraestruturas de exploração e produção de petróleo e gás, primordialmente os campos em desenvolvimento/produção e os blocos exploratórios sob contrato, inseridas no Webmap têm como origem o portal GeoMapsANP (ANP, 2025a). No contexto deste PNIIGB, essas informações são relevantes para identificação de áreas potenciais para elaboração de novas alternativas ou compartilhamento de instalações, existentes ou futuras, relacionadas aos segmentos de escoamento e processamento. Este mapeamento possibilita a definição das rotas de escoamento, bem como localização de unidades de processamento de gás natural.

As infraestruturas compartilháveis e de gás natural são classificadas em “existentes”, “previstas” e “indicativas”, conforme as premissas adotadas no PDE e utilizadas nos planos indicativos PIG, PIPE e PITER. Estas premissas são verificadas e atualizadas, de acordo com informações públicas disponíveis nos órgãos governamentais (como ANP, Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA, dentre outros), nas associações de empresas e na mídia especializada. Na classe “existente”, são considerados projetos com autorização de pré-operação ou operação emitida, enquanto na classe “prevista” consideram-se projetos que tenham tido decisão final de investimento, mas que ainda não se encontram em operação. Os projetos categorizados como “indicativos” correspondem aos projetos em fase conceitual, assim como as alternativas estudadas nos planos indicativos elaborados pela EPE. Já as instalações de produção de biometano são classificadas em “operação”, para unidades autorizadas a operar e em “construção”, para aquelas em processo de autorização (novas usinas em construção e ampliação de unidades existentes) e “indicativas”, que serão apresentadas neste plano.

As coordenadas geográficas das localizações dos gasodutos de transporte, das estações de compressão, dos pontos de entrega e dos gasodutos de distribuição existentes gás e informações técnicas são provenientes, principalmente, dos dados georreferenciados recebidos das empresas

transportadoras e das concessionárias dos serviços locais de gás canalizado, além das empresas responsáveis pelas operações de cada ativo. Na ausência de recebimento das informações geográficas mais precisas, provenientes dos agentes, as infraestruturas existentes e previstas são identificadas a partir de correlações entre as imagens de satélite disponíveis no programa Google Earth (GOOGLE, 2024) e as informações sobre os projetos provenientes de outras referências. Para estas infraestruturas destacam-se: Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural do MME e seu Anexo (MME, 2025); o Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP, 2024); as autorizações de operação da ANP; os documentos dos processos de licenciamentos ambientais; os planos de negócios dos agentes; informações aos acionistas das empresas; o portal GeoMapsANP (ANP, 2025a); e, as informações dos relatórios de características físicas e mapas de infraestrutura disponíveis nos sites das transportadoras.

A ferramenta Webmap e suas bases de dados associadas (EPE, 2025a) contemplam também as instalações de produção de biometano autorizadas a operar e aquelas em processo de autorização na ANP. Cabe esclarecer que as unidades de produção de biometano incluem instalações com objetivos análogos aos das unidades de processamento de gás natural (UPGNs), isto é, de realizar a purificação e o condicionamento do gás “bruto” (biogás, com composição variando entre 50% e 70% de CH₄) com o objetivo de atender às especificações de qualidade do produto, obtendo-se o biometano (concentração de CH₄ acima de 90%, entre outras características³) equivalente ao gás natural, porém com origem renovável.

O arranjo comercial típico para produção de biometano, atualmente, considera uma unidade de produção deste energético contígua à produção e/ou recuperação do biogás, dispensando infraestruturas significativas de “escoamento” do biogás até as instalações de purificação. Nesse arranjo, a referência às “unidades de produção de biometano” incorpora todo o conjunto da produção do biogás até a obtenção do biometano especificado, contemplando os conceitos de “escoamento, especificação e purificação” do biometano conforme consta no Decreto nº 12.153/2024. Adicionalmente, o PNIIGB pode contemplar arranjos que realizem a produção de biogás de forma descentralizada para posterior purificação em instalações concentradas, ganhando escala, o que envolveria também a infraestrutura de escoamento do biogás (BRASIL, 2024a). Estes arranjos são detalhados na seção 4.1.2.

Sob a metodologia em vigor para as plantas de biometano que compõem o Webmap, a EPE considera, inicialmente, as informações divulgadas publicamente pela Agência para unidades já autorizadas a operar, assim como para aquelas em processo de autorização, conforme mencionado. Adicionalmente, a EPE busca complementar o conhecimento sobre as instalações de forma independente. Como exemplo, usinas constando como “em processo de autorização” na ANP não têm discriminadas a matéria-prima e a localização exata, apenas o município, características relevantes para a EPE e o Webmap, bem como para o PNIIGB. Para o objetivo deste Plano, as informações adicionais serão solicitadas à ANP⁴, além haver a possibilidade de obtenção das informações através da chamada pública do PNIIGB, a qual pode se tornar mais uma referência

³ As referências são a Resolução ANP nº 886/2022, válida para o biometano oriundo de aterros sanitários e de estações de tratamento de esgoto, e a Resolução ANP nº 906/2022, para a produção a partir de produtos e resíduos orgânicos agrossilvopastoris e comerciais (ANP, 2022a; ANP, 2022b).

⁴ A solicitação à ANP não impede a EPE de solicitar as informações aos agentes envolvidos no projeto. Caso a ANP não detenha a informação ou o agente não apresente as informações à EPE, a agência deverá solicitar ao agente as informações necessárias e apresentar à EPE em prazo adequado para elaboração do PNIIGB.

acerca das instalações existentes no banco de dados, contando com participação direta dos interessados.

De acordo com o retrato atual, em fevereiro de 2025, existem 10 unidades detentoras de autorização e mais 33 unidades em processo de autorização. Destas últimas, o prazo mais longínquo de previsão de conclusão de obra é janeiro de 2027. Portanto, serão consideradas no PNIIGB apenas as instalações constantes na ANP até o momento de início da elaboração do Plano, que serão complementadas pelas instalações indicadas como resultado deste Plano, em diferentes arranjos de produção de biogás e biometano e conexão com a infraestrutura, conforme descrito no capítulo 4.

Conforme definido no Decreto nº 12.153/2024, a EPE poderá solicitar à ANP informações sobre as infraestruturas existentes (por exemplo, a capacidade de escoamento dos dutos de uma polo produtor de gás natural, a capacidade de transporte dutoviário, a capacidade de processamento de uma UPGN e seus respectivos produtos) ou projetos futuros que tenham sido objeto de outorga de autorização, bem como os Planos Coordenados de Desenvolvimento do Sistema de Transporte, elaborados pelas Transportadoras de Gás Natural junto à Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto (ATGás) (BRASIL, 2024a).

Adicionalmente, o PNIIGB contempla etapa de chamada pública, conforme cronograma previsto na Seção 2.3, visando estimar a demanda efetiva por serviços nas infraestruturas de todos os elos da cadeia do gás natural. Esta consulta pública possibilitará, aos agentes do mercado, o fornecimento de informações técnicas detalhadas para aprimoramento da base de dados sobre infraestruturas de gás natural e biometano a ser utilizada no PNIIGB com consequente melhoria da análise integrada dos projetos e das estimativas de oferta e demanda associadas. Este processo visa ao devido planejamento das infraestruturas, para que estas não se constituam uma barreira à entrada para um ofertante de gás natural ou um risco para o desabastecimento ou não atendimento dos consumidores nacionais de gás natural e seus derivados.

De posse destas informações, a EPE as consolida na forma de base de dados estruturada e através de mapeamento das infraestruturas, conforme pode ser observado na Figura 3-1.

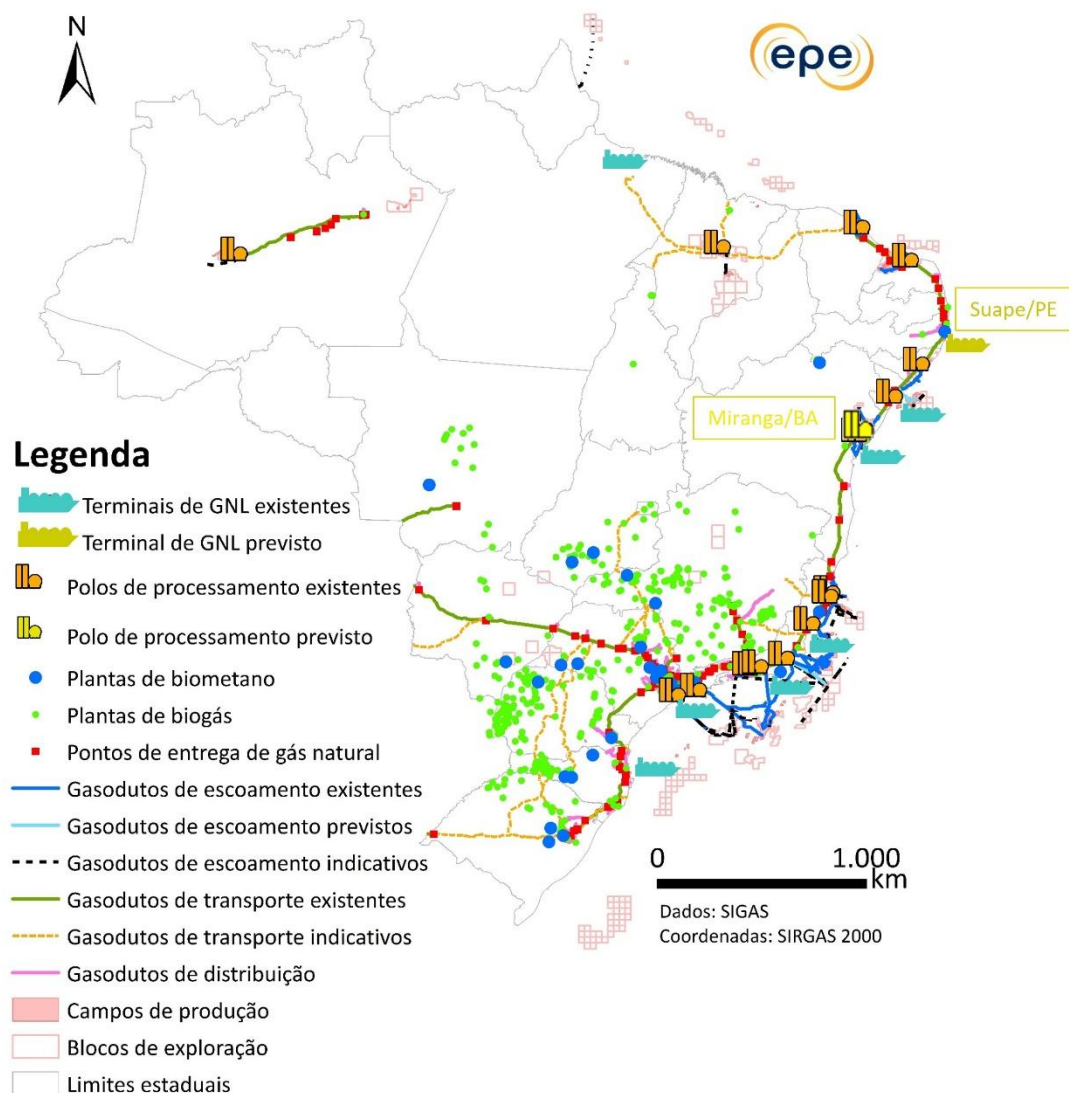


Figura 3-1: Mapa de infraestruturas de gás natural, biogás e biometano.

Fonte: Elaboração própria

4. Previsão de oferta e demanda de gás natural e biometano

Neste capítulo, é apresentada a metodologia utilizada pela EPE para realizar as previsões de oferta e demanda de gás natural e biometano no horizonte de tempo considerado no PNIIGB.

4.1. Oferta de gás natural e biometano

Conforme mencionado na seção 3 e disposto no § 2º do art. 3º da Lei nº 14.134, de 2021 (BRASIL, 2021a), o biometano e outros gases intercambiáveis com o gás natural terão tratamento regulatório equivalente ao gás natural, desde que atendidas as especificações estabelecidas pela ANP. Neste sentido, deve-se considerar a possibilidade de atendimento de demandas de gás natural tanto a partir de gás de origem fóssil quanto a partir de biometano.

4.1.1. Oferta de gás natural

A oferta de gás natural no País é proveniente de três fontes principais: gás natural produzido nacionalmente; gás natural importado por meio de gasodutos internacionais; e gás natural importado na forma de GNL em terminais de regaseificação. Estas ofertas se dividem, ainda, em atendimento de demandas na malha integrada ou em sistemas isolados. Portanto, a oferta de gás natural compreende o gás natural disponibilizado na malha integrada somado ao disponibilizado em sistemas isolados. A Figura 4-1 ilustra de forma esquemática os fluxos para obtenção da oferta de gás natural.

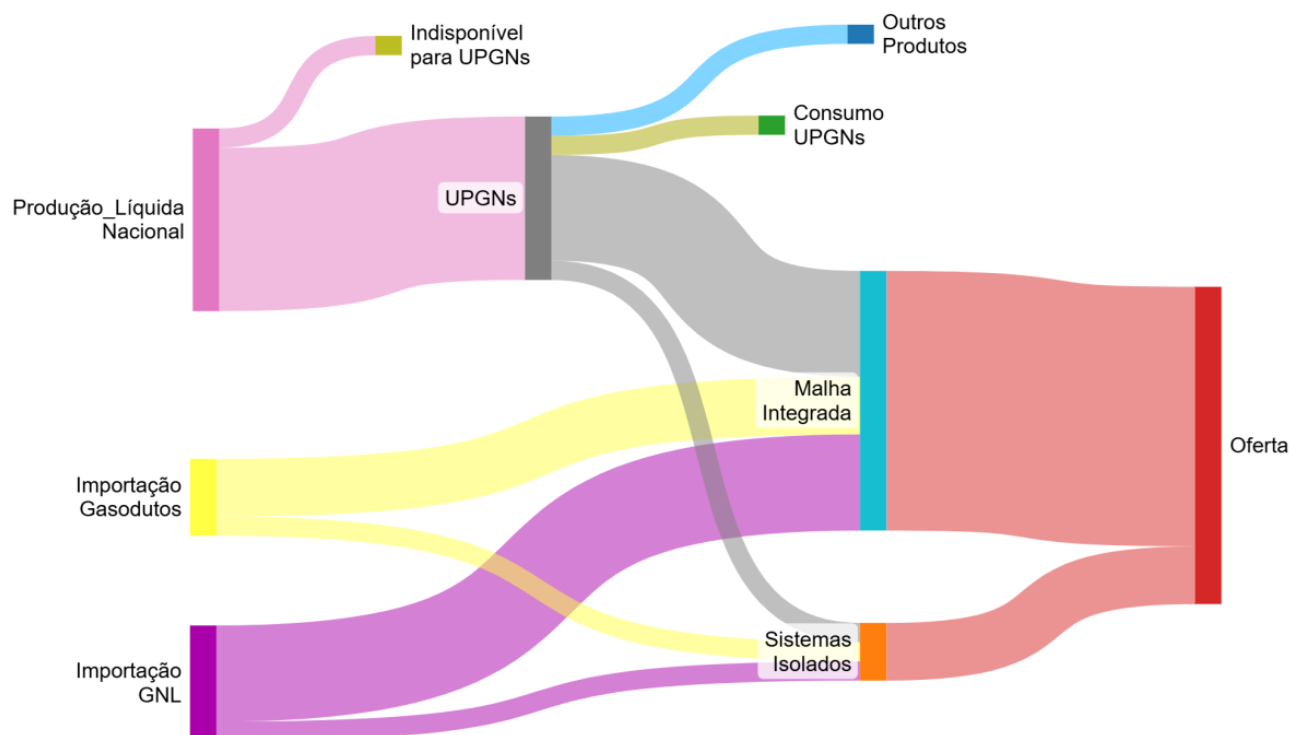


Figura 4-1: Fluxos para obtenção da oferta de gás natural.

Fonte: Elaboração própria a partir de EPE (2024a)

Com relação à oferta de gás natural nacional, esta é calculada a partir das previsões de produção de gás de origem nacional. No que se refere a esta previsão, a EPE utilizará a metodologia do PDE vigente na data de publicação do PNIIGB, eventualmente complementada com as informações específicas e mais recentes disponíveis, relacionadas ao projeto em questão.

Com o objetivo de aprimorá-la, a EPE poderá solicitar à ANP informações sobre o potencial de produção de gás natural das bacias brasileiras, bem como informações do histórico de produção e da previsão da produção de gás natural dos concessionários e contratados para a exploração e produção de petróleo e de gás natural. Este processo contribui para que as infraestruturas de escoamento e de processamento sejam devidamente dimensionadas para atendimento do abastecimento nacional e não se constituam uma barreira à entrada para um potencial ofertante de gás natural.

A previsão da produção de hidrocarbonetos considera a realização de todas as etapas técnicas da cadeia produtiva do petróleo, gás natural associado (GA) e do gás natural não associado (GNA), levando-se em conta estimativas de volumes mínimos econômicos e de prazos médios previstos

para cada etapa. As previsões da produção de petróleo e gás natural utilizam modelagem técnico-paramétrica (*bottom up*) e são realizadas a partir de Unidades Produtivas (UP).

Os estudos para a previsão da produção de petróleo e gás natural nos planos de energia elaborados pela EPE contam com as informações contidas em documentos oficiais, reuniões com agentes do mercado e informações divulgadas na mídia. Os documentos firmes utilizados nesses planos são as últimas revisões daqueles enviados à ANP⁵ ou publicados nos sites das companhias de E&P, sendo eles: Boletim Anual de Reservas (BAR), Programa Anual de Produção (PAP), Programa Anual de Trabalho (PAT), Planos de Desenvolvimento (PD), Planos de Avaliação de Descoberta⁶ (PAD) e Planos Estratégicos das Companhias.

No âmbito deste PNIIGB, serão consideradas as categorias de recursos, classificados de acordo com o seu estágio exploratório: a Reserva Total (RT) – campos que já se encontram em estágio de produção e possuem reservas declaradas; os Recursos Contingentes (RC) – áreas sob avaliação exploratória que possuem reservas estimadas, porém ainda não declararam sua comercialidade; os Recursos Não Descobertos em áreas contratadas (RND-E) – áreas ainda na fase exploratória, mas sem descoberta de acumulações de hidrocarbonetos; e os Recursos Não Descobertos em áreas da União (RND-U) – áreas sem descobertas e sem contratos exploratórios firmados.

As previsões da produção são elaboradas em simulador próprio desenvolvido na EPE e incorporam as premissas e atributos necessários para elaboração dos prognósticos nacionais de produção de petróleo e gás natural. Para a previsão da produção dos recursos de Reserva Total, é incorporada, no processo, a análise do histórico de produção destes campos, bem como a utilização dos PAPs, submetidos pelas empresas concessionárias à ANP, considerados como balizadores para os primeiros anos da previsão.

Os Recursos Contingentes envolvem incertezas adicionais quanto à economicidade, prazo para início de produção, perfil de produção e volume total possível de ser produzido. Análises estatísticas também são realizadas para calcular as estimativas de início de produção e volumes a serem produzidos. Os balizadores para essa categoria de recurso são os PADs.

Para os Recursos Não Descobertos Contratados adota-se uma curva teórica de produção no formato padrão semelhante ao modelo utilizado para as curvas de Reserva Total e Recursos Contingentes. Já no caso dos Recursos Não Descobertos da União utiliza-se um simulador baseado em um modelo de descarga⁷. Para estimar o volume de reserva dos recursos não descobertos, e outros *inputs* para a elaboração das previsões da produção, são utilizadas análises estatísticas, e estudos volumétricos potenciais das bacias sedimentares brasileiras, como o Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás – ZNMT (EPE, 2023a).

A partir da identificação de uma área de interesse em uma ou mais bacias sedimentares, a EPE selecionará os possíveis blocos e campos de produção, com potencial de produção de gás natural, através de sua base georreferenciada. Com o resultado da seleção dos blocos e campos

⁵ Todos os documentos listados a seguir, recebidos pela ANP das empresas operadoras, são acessados pela EPE através de termo de confidencialidade assinado com o MME e do Acordo de Cooperação Técnico-Operacional, celebrado entre a ANP e a EPE.

⁶ Documento, preparado pelo concessionário, que contém o programa de trabalho e respectivo investimento necessário à avaliação de uma descoberta de petróleo ou gás natural (ANP, 2025b).

⁷ Os simuladores baseados em técnicas de análise de declínio, ou modelo de descarga, utilizam dados históricos de produção para estimar como um conjunto de reservatórios se esgota ao longo do tempo, através de modelagem matemática.

identificados, será extraída a previsão da produção de gás natural do plano de energia mais recente. A EPE poderá realizar aprimoramentos na previsão da produção, caso sejam disponibilizados documentos com informações que tragam *inputs* relevantes para elaboração de nova curva de produção, no caso específico.

A previsão de produção bruta de gás natural de dada unidade produtiva é composta pela soma das produções de gás natural associado e gás natural não associado, elaboradas a partir do simulador desenvolvido pela EPE para esta atividade. Já a previsão de produção líquida de gás natural, correspondente aos volumes de gás natural potencialmente disponíveis para as unidades de processamento⁸, é obtida a partir da previsão de produção bruta, descontando-se as estimativas de injeção nos reservatórios para aumento da recuperação de óleo, perdas/queimas e consumo próprio (para E&P) de gás natural.

Identificado o potencial de oferta de gás natural de uma bacia, associado aos volumes constantes nos Planos apresentados pelos agentes e aprovados pela ANP e, de posse das capacidades disponíveis de escoamento dos dutos existentes, a EPE verificará com os respectivos operadores o potencial de expansão de capacidade existente. Caso não possua capacidade disponível nem a viabilidade técnica de expansão, uma nova rota de escoamento poderá ser proposta, com avaliação análoga para as Unidades de Processamento de Gás Natural.

Posteriormente, a previsão de produção líquida de gás natural é submetida à metodologia de processamento do gás natural úmido⁹ (GNU) em UPGN, visando calcular a previsão de volumes de gás natural especificado e seus derivados. A metodologia considera que, durante o processamento, uma parcela principal é adequada às especificações vigentes, sendo disponibilizada ao mercado para atendimento de demandas, tanto na malha integrada quanto em sistemas isolados, conforme visto na Figura 4.1. Adicionalmente, a metodologia considera que uma pequena parte do GNU é consumida na própria unidade de processamento (5%), para fins de fornecimento energético para a planta de processamento. A metodologia considera, também, que uma parcela do GNU é retirada na forma de outros produtos na UPGN (absorção em UPGNs). Estas duas últimas parcelas provocam uma redução do volume a ser disponibilizado ao mercado.

Neste processamento, o gás deve ser especificado para ser ofertado em conformidade com a Resolução ANP nº 16/2008 (ANP, 2008). Os dados utilizados para os cálculos de estimativa da oferta potencial nacional são os seguintes: estimativas de produção líquida por unidade produtiva (UP) (oriundas da EPE), composição do GNU proveniente das UPs (oriundo da ANP)¹⁰ e eficiências de recuperação para as UPGNs (oriundas da ANP).

O GNU a ser processado em uma dada UPGN é uma mistura da produção líquida de diversas UPs, possuindo diferentes composições. A média ponderada da composição volumétrica do gás natural de cada UP pelos seus volumes corresponde à composição de entrada do GNU em cada UPGN, enquanto o somatório dos volumes representa a carga total de GNU que será processada.

Para o estudo de oferta nacional a ser considerada no PNIIGB, utiliza-se a capacidade das plantas de processamento de gás natural (atuais e futuras) na metodologia de processamento

⁸ Alguns volumes de gás natural são enviados para outros campos produtores para serem usados na própria etapa de E&P ou são utilizados para geração termelétrica “na boca do poço”, não estando disponíveis para UPGNs.

⁹ Gás rico em metano, que contém vapor d’água, etano, propano e hidrocarbonetos mais pesados (ANP, 2025b).

¹⁰ No caso dos campos que ainda não entraram em produção, são utilizadas composições médias, calculadas a partir de dados disponíveis para campos semelhantes.

descrita por EPE (2016), que aplica percentuais de recuperação específicos de cada unidade nos componentes da corrente de gás da entrada. O resultado da aplicação destes índices permite determinar a quantidade de cada composto a ser retirado do GNU e a fim de compor os produtos de interesse (etano, propano, GLP, C₅+). Por outro lado, a parcela não recuperável de cada componente do GNU (todo o metano e o percentual restante dos demais compostos) é mantida na fase gás, como componente do gás processado, incluindo os não hidrocarbonetos, isto é, N₂, CO₂ e água (após as etapas de desidratação), gerando o gás natural seco (GNS), especificado segundo a Resolução ANP nº 16/2008 (ANP, 2008). Finalmente, a oferta potencial nacional é a soma dos diferentes volumes de GNS produzidos em cada UPGN (EPE, 2016), visando atender demanda nacional de gás natural especificado e de seus derivados.

Vale ressaltar que, conforme a metodologia descrita em EPE (2016), considerada no PNIIGB, cada UPGN existente ou prevista em determinado polo de processamento é modelada individualmente em relação à separação dos componentes do gás natural, conforme a eficiência típica de separação obtida pela tecnologia em uso por esta unidade. A Figura 4-2 ilustra de forma esquemática a metodologia empregada.

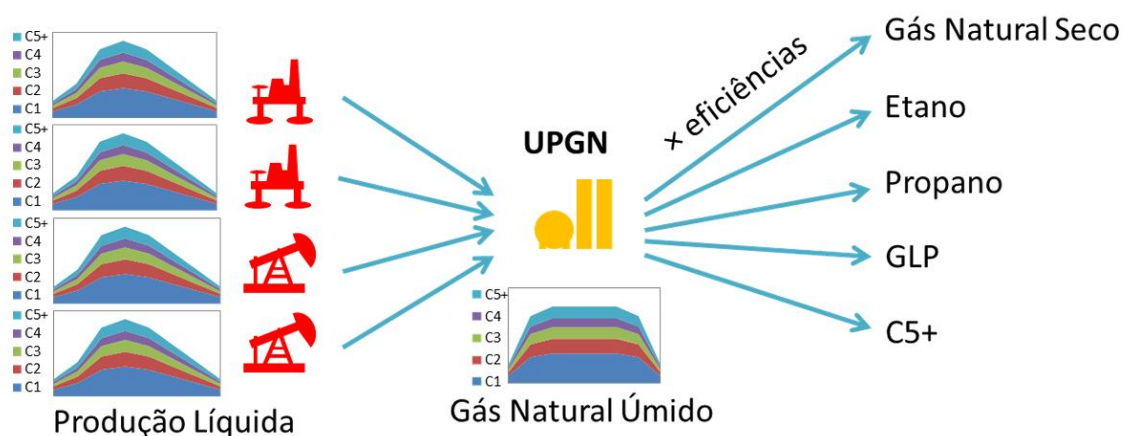


Figura 4-2: Representação esquemática da metodologia empregada para obtenção da oferta nacional de gás natural

Fonte: EPE (2016)

No caso da oferta de gás natural importado por meio de gasodutos, são considerados os volumes provenientes do gasoduto de transporte Bolívia-Brasil (GASBOL). O cálculo destes volumes é baseado em uma análise conjuntural da oferta de gás natural boliviano, decorrente das incertezas quanto à capacidade de fornecimento de gás pela Bolívia e da maior flexibilização dos compromissos de entrega e recebimento de gás natural constante do novo aditivo¹¹. Esta análise, atualmente, direciona para uma redução gradativa na previsão de oferta do gás boliviano, a qual é refletida na curva de oferta potencial de gás natural importado do PDE 2034 (EPE, 2024a).

Uma vez que a oferta de gás natural boliviano está em declínio, o Brasil tem se esforçado em buscar alternativas para esta oferta, incluindo o gás natural argentino, que tem projeção de aumento de oferta nos próximos anos, principalmente dos campos de Vaca Muerta. Eventuais negociações entre Brasil e seus vizinhos Bolívia, Argentina e Paraguai, visando a movimentação

¹¹ A Petrobras e a estatal boliviana YPFB assinaram um novo aditivo contratual em 15 de dezembro de 2023 (PETROBRAS, 2023).

tanto de gás argentino quanto boliviano através do GASBOL para o Brasil, quanto a possível construção de um gasoduto paraguaio para escoamento do gás argentino até o Brasil, podem elevar os patamares de importação de gás por gasodutos. Uma outra possibilidade de importar o gás argentino, é o projeto do gasoduto Uruguiana-Porto Alegre (Trecho 2), já autorizado pela ANP em 2000. Deste modo, estas alternativas com ofertas adicionais, que devem ser avaliadas ao longo do plano, têm potencial de alterar a curva de oferta por gasodutos utilizada no PDE (EPE, 2025b).

Vale ressaltar que o gás importado por gasodutos já chega especificado ao Brasil e por isto não apresenta necessidade de processamento em UPGNs e, como consequência, não contribui com a oferta de GLP e de outras frações.

Para a oferta de gás natural importado por meio de terminais de GNL, são considerados aqueles que se destinam ao atendimento da demanda da malha integrada e aqueles destinados aos sistemas isolados. Para a obtenção dos volumes destes terminais, consideram-se as suas capacidades máximas, as quais são obtidas a partir das autorizações emitidas pela ANP.

4.1.2. Oferta de biometano

Conforme apresentado na Seção 3, os estudos do PNIIGB consideram o desenvolvimento das instalações de produção de biometano, incluindo aquelas existentes e em construção registradas na ANP. Por sua vez, a oferta de biometano pode ser composta pelo potencial de produção de biogás, e consequentemente de biometano, com o aproveitamento de diferentes matérias-primas. A quantificação do potencial a partir de resíduos é objeto de uma série de publicações da EPE, inclusive com a consideração de aspectos de viabilidade econômica, o que oferece fundamentos para a utilização desses potenciais no PNIIGB.

Em relação ao potencial técnico-econômico a partir de resíduos agropecuários, industriais e de saneamento, a EPE utilizará o Sistema Integrado de Informações para Energia (SIIEnergia) para identificar o potencial de produção e avaliar sua viabilidade. As análises do SIIEnergia são realizadas em nível municipal, e levam em conta custos logísticos de coleta, armazenamento e transporte da biomassa e custos industriais de instalação e operação das usinas, além de restrições de demanda elétrica em baixa tensão na área de concessão passível de atendimento via Micro e Minigeração Distribuída, de vendas municipais de combustível e de combustível sólido para indústrias. Mais informações sobre o SIIEnergia podem ser encontradas em EPE (2018a).

Em função de características singulares do potencial de produção de biometano vinculado à produção e ao processamento da cana-de-açúcar, dedica-se particular atenção ao setor sucroenergético. O Brasil destaca-se como segundo maior produtor mundial de etanol, sendo o maior a partir da cana-de-açúcar, que paralelamente coloca o país como maior *player* no mercado de exportação de açúcar.

Em seus estudos, a EPE apresenta a vinhaça, a torta de filtro e as palhas e pontas como resíduos da cana-de-açúcar para a produção de biogás e biometano. Por serem resultado do processamento da cana nas usinas e, portanto, estarem disponíveis de forma concentrada e em grande escala, considera-se mais tangível o potencial da vinhaça e da torta, diferentemente das palhas e pontas, atualmente dispostas na área de cultivo agrícola.

Um exercício de projeção de biometano sucroenergético que pode ser adaptado para o PNIIGB está ilustrado na mais recente edição da publicação “Cenários de oferta de etanol e demanda de ciclo Otto 2025-2034” (EPE, 2024b). Ainda não fundamentados nas metas do

Combustível do Futuro, foram construídos cenários de expansão diferentes entre si no número de plantas a serem instaladas por ano¹².

Entende-se a chamada pública prevista no PNIIGB como fonte de informação complementar. Esse instrumento pode contribuir com as estimativas de disponibilidade de matérias-primas, bem como identificar agentes com previsão de instalação de unidades de produção de biogás e biometano a partir desses recursos, permitindo conhecimento além dos projetos registrados na ANP.

Entende-se, portanto, que há um conjunto de dados formado pelas contribuições da chamada pública e os estudos prévios da EPE, que devem ser considerados diretamente como elementos representativos das ofertas de insumos, de biogás e de biometano a serem contemplados pelas infraestruturas avaliadas no PNIIGB.

Registra-se que o PNIIGB considerará o arcabouço legal existente, bem como as políticas em andamento que podem influenciar na oferta de biometano tais como: REIDI¹³, RenovaBio¹⁴, Paten¹⁵, e a Lei do Combustível do Futuro (BRASIL, 2024b), abordada neste documento sob a avaliação da demanda de biometano.

4.1.2.1. Agregação de volumes visando competitividade e integração à infraestrutura de gás natural

Cabe lembrar que o arranjo comercial típico para produção de biometano, atualmente, considera a unidade de produção deste energético contígua à produção e/ou recuperação do biogás, dispensando infraestruturas significativas de “escoamento” do biogás até as instalações de purificação. Assim, tem-se a produção de biometano distribuída no território, com o volume produzido em cada instalação limitado à matéria-prima e ao biogás disponíveis localmente.

Dada a característica dos insumos para produção de biogás e o contraste com os elevados volumes envolvidos na infraestrutura de gás natural, coloca-se como proposta avaliar a concentração em pontos de coleta centralizados, com vistas a ganhos de escala que melhorem a competitividade das cadeias de biometano e as tornem mais compatíveis com projetos de infraestrutura, como a conexão à malha de gasodutos.

¹² A definição do número de novas unidades esperadas por ano se baseou no banco de dados da ANP, descrito no capítulo 3, cujos prazos de conclusão das plantas apontavam uma expansão mínima de duas plantas e máxima de cinco plantas por ano. Um terceiro cenário propunha uma expansão ainda mais acentuada, de oito instalações anuais, supondo que a viabilidade da produção de biometano evoluiria no sentido de fazer parte da configuração de uma usina padrão, em um ciclo virtuoso impulsionado por políticas públicas.

¹³ O Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (Reidi) possibilita a suspensão de exigência das contribuições de PIS/PASEP e Cofins na venda ou importação de bens e serviços destinados às obras de projetos de produção de biometano.

¹⁴ A Política Nacional de Biocombustíveis – RenovaBio (Lei nº 13.576/2017) permite a geração de créditos de descarbonização (CBIO) proporcional à redução de emissões obtida por biocombustíveis, incluindo o biometano, em relação a um combustível fóssil substituto, desde que o produtor se certifique e atenda aos requisitos estabelecidos. As distribuidoras de combustíveis devem adquirir CBIO de acordo com metas anuais, gerando valor ao crédito (BRASIL, 2017).

¹⁵ O Programa de Aceleração da Transição Energética (Paten, Lei nº 15.103/2025) inclui o setor de biogás e biometano entre aqueles considerados prioritários, para os quais se prevê medidas como o fomento ao financiamento de projetos (BRASIL, 2025).

Uma das possibilidades é a consideração de aglomerados (*clusters*) de usinas de biometano com pontos centralizados de coleta do gás renovável já especificado, uma forma de organização que inicialmente conecta os volumes por soluções locais até que, combinados, passem a se qualificar para projetos como gasodutos e GNL, por exemplo.

Para o PNIIGB, será considerada a opção de agregação de volumes em *clusters*, seguindo a metodologia aplicada no PIG 2024 (EPE, 2025c). No PIG 2024 foram utilizados dados de potencial de produção de biometano georreferenciados por usina do setor sucroenergético, formando um mapa de calor que permite identificar concentrações espaciais de produção de biometano, em função da proximidade de usinas e suas capacidades de oferta de gás. A visualização permite identificar um *cluster* de interesse para avaliação.

Para a estimativa da vazão disponível no *cluster* no PIG 2024, foi considerado o potencial de resíduos selecionados e as características de sazonalidade da produção de resíduos decorrentes do processamento da cana-de-açúcar e suas possibilidades de armazenamento. Ao biometano disponível, subtraiu-se uma estimativa de usos internos do biometano na operação das usinas, bem como de eventuais unidades que já destinem seu recurso a outras aplicações, como geração termoeletrica a biogás. Após estas etapas, resulta na vazão de biometano para ser integrada à malha de gasodutos de transporte.

No âmbito do PNIIGB, os *clusters* podem vir a somar potenciais ofertas de biometano oriundas de diferentes matérias-primas. Assim, a metodologia descrita no PIG poderá ser adaptada para contemplá-las.

Adicionalmente, o Decreto 12.153/2024 prevê a formação de um novo arranjo comercial para a cadeia do biogás e do biometano, que mimetiza o conceito econômico vigente no setor de gás natural. Da mesma maneira que há o compartilhamento de instalações de escoamento e de unidades de processamento de gás natural visando atender a produção de diversos campos de concessionários distintos, vislumbra-se a produção de biogás e/ou de biometano de forma centralizada, visando reduzir custos produtivos e proporcionar um novo modelo de negócio.

Nessa proposta, sugere-se que um conjunto de produtores descentralizados de biogás sejam conectados a uma unidade centralizada de purificação, que tem como produto o biometano especificado de acordo com as resoluções da ANP que estabelecem seu controle de qualidade. Essa solução busca captar os benefícios do ganho de escala nos processos industriais de purificação do biogás, que o levam à qualidade de biometano, e até mesmo garantir que a produção do biocombustível seja realizada em volumes adequados para viabilizar projetos de conexão à infraestrutura de gás natural.

Uma vez que o uso das estruturas compartilhadas com gás natural exige que o recurso atenda às especificações da ANP, esse modelo requer a construção da infraestrutura de “escoamento” de biogás, que apresenta impurezas (como o H₂S e o CO₂) e menor poder calorífico quando comparado ao biometano. Ressalta-se que essa infraestrutura seria exclusiva para o biogás¹⁶, dado que apenas para o biometano¹⁷ existe especificação de qualidade e é permitido o compartilhamento de infraestrutura com o gás natural. Cabe indicar ainda a necessidade de materiais adequados para lidar com a composição bruta e variável do biogás, assim como o maior volume envolvido por se movimentar um produto de menor poder calorífico.

¹⁶ Gás bruto obtido da decomposição biológica de produtos ou resíduos orgânicos.

¹⁷ Biocombustível gasoso constituído essencialmente de metano, derivado da purificação do biogás.

Assim, os arranjos contemplados e que serão estudados no PNIIGB são os seguintes:

- Biogás produzido em instalações descentralizadas, concentrado para a purificação a biometano em unidades de tratamento centralizadas;
- Biometano produzido em instalações contíguas às de biogás e descentralizadas, com conexão individualizada à infraestrutura de gás;
- Biometano produzido em instalações contíguas às de biogás e descentralizadas, com concentração do volume disponível do gás especificado em aglomerados (*clusters*) visando ganho escala para conexão à infraestrutura de gás.

A avaliação desses arranjos, que tem o objetivo de compor e detalhar a oferta de biometano e as infraestruturas associadas no âmbito do PNIIGB, será realizada a partir de aspectos como: a qualidade e a granularidade dos dados disponíveis; a adaptação de cada arranjo às características das matérias-primas disponíveis no país, incluindo quantidades, sazonalidades, localização e dispersão geográfica; a compatibilidade dos arranjos com as atividades e/ou indústrias geradoras desses resíduos; os desafios logísticos do biogás e do biometano visando a concentração e ganhos de escala; a economia de escala dos processos industriais e das infraestruturas em termos de redução de custos específicos; a complexidade da coordenação dos agentes envolvidos e a alocação de riscos em cada elo das cadeias; a adequação aos objetivos de políticas públicas voltadas ao biometano, como aqueles indicados na Lei do Combustível do Futuro.

Para a elaboração do PNIIGB, pretende-se equilibrar benefícios e desvantagens de cada arranjo, reconhecendo que contemplar novos modelos de negócio permite avaliar soluções para o desenvolvimento de instalações mais competitivas e visa promover o aproveitamento do potencial de biogás no país.

4.2. Demanda de gás natural e biometano

A demanda por gás no PNIIGB é abordada de forma integrada, independentemente de sua origem fóssil ou renovável. A metodologia para a demanda integrada a ser utilizada no Plano é baseada na atualmente utilizada na elaboração do PDE, na qual são consideradas informações apresentadas por agentes externos de diferentes setores, que serão complementadas por dados adicionais coletados por meio da Chamada Pública. Assim, pretende-se identificar tanto a evolução de demandas existentes, quanto o surgimento de novas demandas no horizonte estudado.

Consideram-se, para a demanda integrada de gás natural e biometano, os seguintes segmentos de consumo com suas respectivas descrições metodológicas:

- Setores industrial, residencial, comercial e público:

Considera-se a demanda informada pelas Companhias Distribuidoras Locais (CDLs)¹⁸ enviadas anualmente, através do sistema Infogás¹⁹, juntamente com as informações

¹⁸ Para o setor industrial, consideram-se os seguintes segmentos: Cimento, Ferro Gusa e Aço, Ferro Ligas, Mineração e Pelotização, Não Ferrosos e Outros Metalúrgicos, Química, Alimentos e Bebidas, Têxtil, Papel e Celulose, Cerâmica, Vidro e Outras Indústrias.

¹⁹ O sistema INFOGAS, baseado na Lei do Gás (Lei n.º 14.134/2021) e seu Decreto regulamentador (Decreto nº 10.712/2021), coleta informações de empresas distribuidoras e outros agentes do setor para subsidiar a EPE com dados sobre o mercado de gás natural, auxiliando no desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil.

declaradas pelos agentes de mercado (indústrias e segmento termelétrico) diretamente à EPE, no âmbito da Chamada Pública.

Estes dados primários são tratados internamente, considerando-se a consistência com outras informações de mercado, projetos de expansão da malha, previsão de projetos industriais a gás natural (informados pelas CDLs ou outros agentes), e utilizando as previsões da EPE para crescimento econômico setorial (PIB setorial ou VA – valor adicionado). Excluem-se desse cálculo as demandas termelétricas e *downstream* atendidas pela malha de distribuição, visto apresentarem metodologias de projeção específicas.

▪ Setor de transportes:

As projeções de demanda de energia do setor de transportes são realizadas por meio de uma ferramenta de análise integrada desenvolvida pela EPE: o Modelo Integrado de Transporte (MIT). O MIT é composto por um conjunto de módulos semi-independentes que representam o consumo interno de energia em cada modo de transporte: rodoviário, ferroviário, aquaviário e aéreo, conforme observado na Figura 4-3.



Figura 4-3: Representação dos módulos do Modelo Integrado de Transporte (MIT)

Fonte: Elaboração própria a partir de EPE (2023c)

Dessa forma, o MIT fornece projeções de demanda energética de transportes por fonte energética: gasolina, etanol, óleo diesel, querosene de aviação, óleo combustível, gás natural, biometano, eletricidade e outros. Adicionalmente, o MIT é capaz de realizar análises sobre atividade do transporte de passageiros (pkm, passageiro-quilômetro) e de cargas (tku, tonelada-quilômetro útil), frota circulante de veículos, penetração de motorizações alternativas, eficiência energética, além de emissões de gases de efeito estufa e poluentes atmosféricos.

Os módulos de Veículos Leves, Rodoviário Coletivo de Passageiros, Rodoviário de Cargas e Aquaviário de Cargas contemplam as alternativas do GNC e do GNL, sejam de origem fóssil ou renovável. No caso do Rodoviário Coletivo de Passageiros e do Rodoviário de Cargas, as projeções consideram dados técnicos fornecidos por fabricantes de veículos automotores, além de análises internas sobre a viabilidade econômica da propulsão a gás em comparação às demais motorizações, em uma avaliação por categoria e aplicação dos veículos. Para o Aquaviário de Cargas, considera-se a evolução da frota mundial de navios a GNL, assim como a localização e capacidade de plantas de liquefação de gás natural no País. As estimativas do módulo de Veículos Leves consideram o consumo observado de gás natural e as projeções

das CDLs, além de agregar as projeções macroeconômicas do ciclo de estudos em execução. Cabe adicionar que não há no Brasil vendas de veículos leves originalmente concebidos pelas fabricantes para uso de gás natural, sendo necessário adequação dos veículos com kit gás, utilizado de forma majoritária por frotas de grande circulação, como táxis e veículos de aplicativo. A conversão conta com o fomento de alguns estados, que oferecem isenção de IPVA a veículos movidos a gás.

- Setor *downstream* – refino de petróleo e fertilizantes nitrogenados:

São utilizados dados consolidados recebidos de operadores das unidades, associados a previsão de expansões de infraestruturas existentes, hibernação ou retorno de instalações existentes, bem como previsões de entrada em operação de novas unidades. As expansões consideradas para as refinarias e FAFENs decorrem das informações de mercado relacionadas ao atendimento da demanda interna por combustíveis ou fertilizantes, além da substituição de importações destes produtos.

- Gás de Uso do Sistema: volume de gás natural necessário para a operação das instalações de gasodutos de transporte:

O volume necessário para operação do sistema de gasodutos de transporte é obtido a partir de informações consolidadas pelo MME, no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, podendo ser consultados os transportadores, para fins de validação ou fornecimento de informação adicional.

- Gás consumido em usinas termelétricas (UTES) a gás natural ou biometano:

A demanda termelétrica máxima²⁰ projetada considera as UTES a gás: Existentes; Previstas (vencedoras dos leilões de energia); e Indicativas (Lei 14.182/2021 e projetos ainda sem localização definida) (BRASIL, 2021b). As UTES a biogás não serão tratadas como parte da demanda integrada, visto que as infraestruturas de biogás não são objeto deste Plano.

Em relação a consumidores livres de gás natural ou biometano, os dados serão obtidos tanto a partir das CDLs (que informam dados relativos a consumidores ligados fisicamente a sua infraestrutura de distribuição), quanto através de manifestação do agente na Chamada Pública de demanda.

A Figura 4-4 apresenta o detalhamento dos segmentos de consumo considerados para a previsão da demanda de gás natural.

²⁰ [SGR - inserir nota explicando o motivo de considerar a demanda máxima]

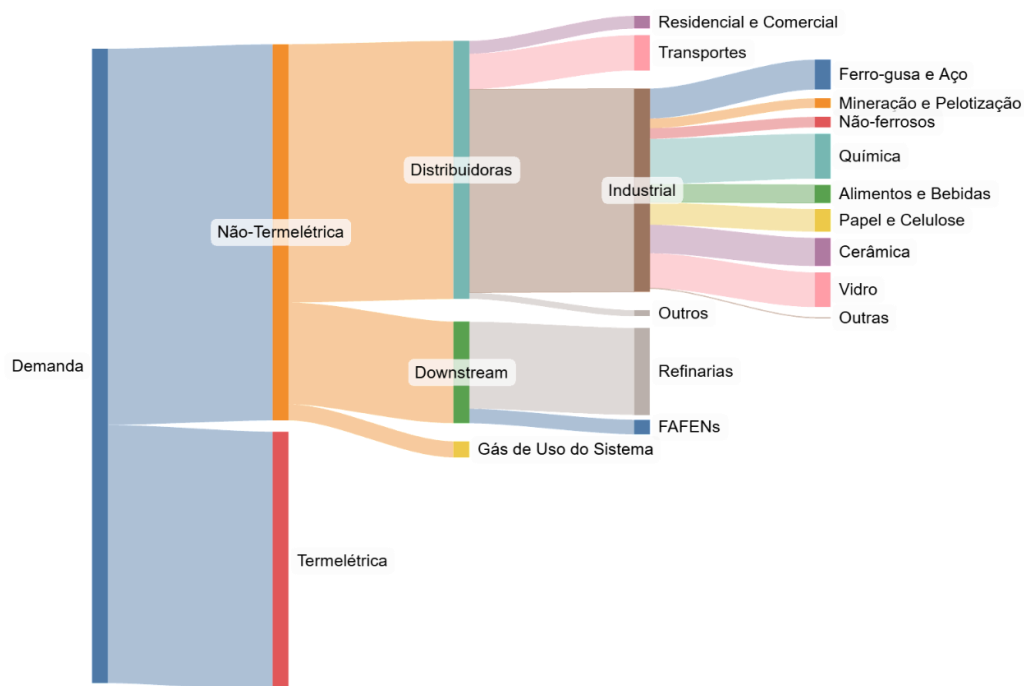


Figura 4-4: Setores de demanda de gás natural e biometano.

Fonte: Elaboração própria a partir de EPE (2024c, 2025b).

Nota: Para fins metodológicos, a demanda atendida por CDLs refere-se a segmentos de demanda cujos dados são fornecidos primariamente pelas CDLs, e não à infraestrutura física. É importante notar que há consumidores de outros segmentos, como UTEs e Refinarias, que estão ligados à malha de distribuição.

Em relação à demanda não-termelétrica, a metodologia consolidada e utilizada para o PDE 2034 compreende as etapas apresentadas na Figura 4-5.

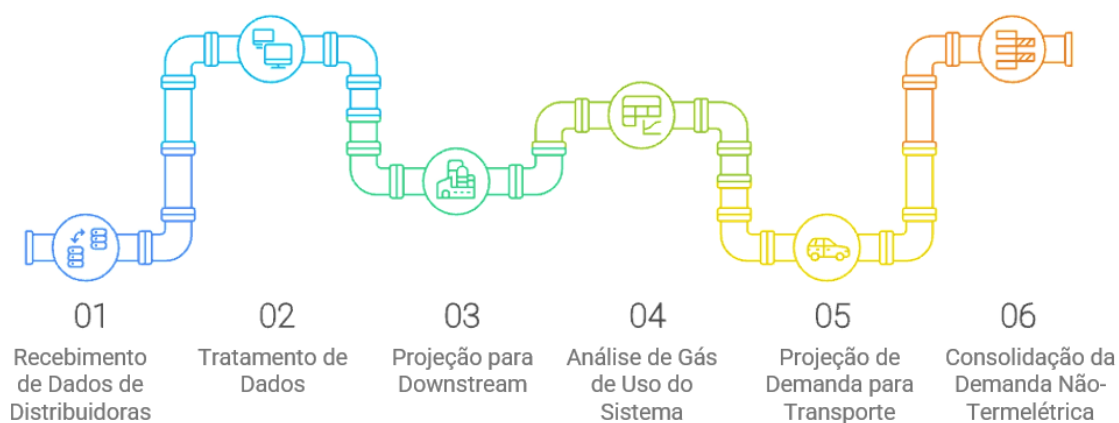


Figura 4-5: Etapas para previsão da demanda não-termelétrica de gás natural e biometano.

Fonte: Elaboração própria.

No que diz respeito ao consumo de gás natural das usinas termelétricas existentes, caberá à ANEEL informar a localização, os prazos de contrato e as quantidades de energia elétrica

contratadas pelas usinas, inclusive as informações sobre o potencial máximo de consumo de gás natural de cada usina termelétrica.

A demanda indicativa futura de gás natural para a geração termelétrica será obtida dos estudos de expansão da geração de energia elétrica do PDE. O montante indicativo de expansão de usinas termelétricas movidas a gás natural, bem como as usinas termelétricas movidas a biogás, é obtido através dos estudos de planejamento da geração centralizada e dos intercâmbios regionais. Estes estudos têm por objetivo a minimização do custo total da expansão e da operação desse sistema, atendendo aos critérios de suprimento vigentes, definidos através da Resolução CNPE N° 29, de 2019 (CNPE, 2019), e da Portaria MME N° 59, de 2020 (MME, 2020)²¹.

Para tanto, em relação aos projetos termelétricos, são considerados os custos de investimento das tecnologias de geração termelétrica, além dos seus respectivos custos de operação, manutenção e de combustível. Atualmente são considerados cinco tipos de usinas termelétricas, com variação no nível de inflexibilidade da usina, tipo de combustível, arranjo tecnológico (ciclo simples ou ciclo combinado) e modelo de negócio, de acordo com a tabela a seguir baseada no documento do PDE 2034. A Tabela 1 apresenta os cinco tipos de usinas termelétricas consideradas na metodologia do PDE 2034.

Tabela 1: Tipos de usinas termelétricas consideradas no PDE 2034.

Tipo	Combustível	Flexibilidade	Tecnologia
1	GNL	100%	Ciclo Combinado
2	GNL	50%	Ciclo Combinado
3	GNL	100%	Ciclo Simples
4	Gás Nacional	30%	Ciclo Combinado
5	Gás Nacional	0%	Ciclo Combinado

Fonte: Elaboração própria a partir de EPE (2025b)

Além de novos projetos termelétricos na cesta de oferta do PDE também é considerada a recontratação de usinas existentes, porém em um novo arranjo comercial: 100% flexíveis e com operação a gás natural.

Os montantes indicativos de capacidade instalada de usinas termelétricas e tipo de combustível são obtidos da expansão ótima para o horizonte do PDE. Os estudos do PDE têm foco na abordagem sistêmica de atendimento ao suprimento e, portanto, não explicitam necessariamente a indicação locacional desses projetos. Uma exceção à questão locacional de usinas termelétricas indicativas são as termelétricas a gás natural oriundas da Lei N° 14.182/2021, a qual estabelece os montantes de energia, os prazos e as regiões onde os projetos devem ser construídos (BRASIL, 2021b).

²¹ Para maiores detalhes da metodologia consultar o item 3.1 do capítulo 3 do Relatório do PDE 2034 (EPE, 2025b).

4.2.1. Considerações sobre demanda de biometano

A integração do biogás e do biometano nas matrizes energéticas tem sido buscada por diversos países como forma de ampliação da oferta de energia renovável, bem como medida de redução de emissões no uso de combustíveis fósseis. Nacionalmente, adiciona-se a potencial diversificação de fontes, o que poderá conduzir a uma maior distribuição de renda e geração de indicadores sociais positivos.

Considerando-se as diversas características do biometano, incluindo o mercado ainda incipiente e a produção em pequena escala, faz-se necessário o fomento por meio de políticas públicas. Uma das soluções, promovida pelos objetivos do PNIIGB, é o desenvolvimento de infraestrutura associada ao biometano, que busca garantir o acesso do produto a mercados amplos. Essa medida se soma à valoração do atributo ambiental do biometano, que pode auxiliar positivamente a competitividade ao gerar receita adicional para o produtor do combustível renovável.

Em outubro de 2024 foi sancionada a Lei do Combustível do Futuro (Lei 14.993/2024), que criou o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano. A iniciativa tem como objetivos estimular a cadeia do biometano e do biogás nas dimensões de pesquisa, produção, comercialização e consumo; e estimular projetos viáveis de infraestrutura que permitam a conexão de plantas de biometano à malha de gás natural (BRASIL, 2024b).

O texto determina a implementação de metas anuais de redução de emissões de GEE no mercado de gás natural, a serem cumpridas por meio da participação do biometano. As metas serão definidas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e têm previsão de entrada em vigor em 1º de janeiro de 2026. Estipulou-se o valor inicial de 1% e um limite superior de redução de emissões de 10%, com as obrigações recaindo sobre os produtores e importadores de gás natural. A base de cálculo das metas será a média decenal de oferta de gás natural oriunda de produção nacional e de importação.

Para que se comprove o atendimento às metas estabelecidas, são válidas a compra ou utilização direta de biometano, assim como a aquisição do Certificado de Garantia de Origem de Biometano (CJOB), instrumento criado no âmbito da Lei. O CJOB atesta as características do processo produtivo e permite o rastreamento de uma unidade de volume do gás renovável.

Nota-se que a regulamentação do Programa está em andamento, estando previsto o detalhamento de aspectos como o mecanismo de cumprimento das metas e do funcionamento do CJOB. Por sua vez, a definição das metas pelo CNPE requer a realização de análise de impacto regulatório (AIR), que observará critérios como a “disponibilidade, atual ou futura, de biometano, de biogás e de CJOB”; a capacidade de infraestruturas; avaliações acerca da redução de emissões; proteção do consumidor; preço do biometano e do gás natural; entre outros. Assim, constata-se que o Programa oferecerá parâmetros para uma melhor previsão de demanda pelo biometano. Tais elementos poderão estar dispostos em documentos de AIR, bem como no acompanhamento das movimentações do mercado e do andamento do Programa.

Em função do desenho do Programa, com a combinação entre as metas e os mecanismos para atendê-las, incluindo o CJOB, será possível contemplar toda a demanda nacional de biometano, dado que mesmo a produção e o consumo de biometano alheios às partes reguladas tendem a se interessar pela certificação. Adicionalmente, considera-se que as metas serão guias para o desenvolvimento do setor, de forma que se espera que as metas e a demanda efetiva convirjam no

futuro. Assim, a Lei do Combustível do Futuro constitui uma orientação relevante para a demanda de biometano contemplada no PNIIGB.

Por outro lado, o instrumento do CGOB indica que parte da produção e do consumo de biometano dispensam sua movimentação. Ainda assim, farão parte da demanda total contemplada pelo Programa, podendo não haver necessidade de infraestrutura ou logística associadas.

Certificações de garantia de origem podem viabilizar que o biometano seja utilizado em aplicações que minimizem custos e maximizem seu valor como energético, enquanto permitem a comercialização do atributo ambiental. Dessa forma, evita-se a movimentação física da molécula que seja indesejada sob o ponto de vista econômico, permitindo a reivindicação do uso pelo agente que adquire o CGOB.

Portanto, para os objetivos do PNIIGB, estimar a demanda com base no Programa requer realizar considerações que permitam distinguir entre a parcela que exigirá infraestruturas de movimentação de gás daquelas mais propensas ao uso local. Cabe reforçar, conforme destacado no início desta seção, que a demanda por gás será abordada de forma integrada, independentemente de sua origem fóssil ou renovável. As metas e os instrumentos do Programa funcionam como orientação para a calibração do volume de biometano a ser considerado na composição da oferta e da infraestrutura associada.

Em resumo, a demanda de biometano considerada para guiar a elaboração do PNIIGB será oriunda, principalmente, das diretrizes do Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano, que integram a Lei Combustível do Futuro. Em outras palavras, serão consideradas as metas anuais de redução de emissões de GEE no mercado de gás natural para estimar a demanda de biometano. No entanto, ressaltam-se três pontos de atenção nessa abordagem: (1) a regulamentação do Programa segue pendente, enquanto o início do funcionamento está previsto para 2026, após o lançamento do PNIIGB; e (2) a demanda contemplada pelo Programa deverá ser desagregada, sendo selecionada aquela que demandará infraestrutura de movimentação do biometano na consideração para análise de projetos; e (3) a meta deverá ainda ser estabelecida no CNPE, a qual depende de uma análise de impacto regulatório nos preços de gás natural, entre outros. Além da demanda orientada por este Programa, o PNIIGB poderá considerar demandas provenientes de um mercado voluntário de biometano, cujas informações forem apresentadas pelos agentes interessados na Chamada Pública.

5. Análise de projetos

Esta seção tem por objetivo descrever as principais metodologias do Plano Nacional Integrado relacionadas à seleção dos projetos, à análise socioambiental, ao dimensionamento de projetos, às estimativas de CAPEX e dos potenciais de emprego e renda. A Figura 5-1 ilustra as etapas da análise e desenvolvimento dos projetos no PNIIGB.



Figura 5-1: Etapas da análise e desenvolvimento dos projetos no PNIIGB

Fonte: Elaboração própria EPE utilizando Flaticon.

A avaliação das infraestruturas e as previsões de oferta e demanda de gás natural e biometano, realizadas conforme as metodologias apresentadas nos capítulos 3 e 4, são utilizadas como premissas para embasar a etapa de seleção de projetos, pela qual são avaliadas as alternativas de infraestruturas que comporão os projetos indicados no PNIIGB.

Após a seleção feita e validada junto ao MME, os projetos são endereçados internamente para a análise socioambiental, no sentido de avaliar os impactos à população e ao meio-ambiente relacionados aos empreendimentos e suas localizações potenciais.

Após consideradas as restrições e observações da área de meio-ambiente, o projeto é analisado no ponto de vista do dimensionamento para a estimativa de custos de investimento, utilizando *softwares* e um sistema de cálculo de CAPEX.

Em seguida, os custos de investimento dos projetos selecionados são utilizados para estimar os potenciais impactos sociais e econômicos na sociedade. São avaliados os impactos na geração de empregos e no crescimento do valor do Produto Interno Bruto (PIB).

Todas as informações e estimativas são reunidas para elaboração da minuta do Plano Nacional Integrado de Infraestruturas de Gás Natural e Biometano. A seguir, estão descritas as principais etapas da análise de projeto.

5.1. Seleção de projetos

Os projetos elegíveis para avaliação no PNIIGB correspondem às infraestruturas de gás natural e biometano que tem por objetivos conectar ofertas e demandas que estejam isoladas entre si ou interligá-las à malha integrada existente e aumentar as regiões abastecidas pelos energéticos, entre outras possibilidades.

Para a preparação deste Plano, a EPE levará em conta as infraestruturas existentes e previstas, os projetos que foram propostos nos seus Planos Indicativos PIPE, PIG e o PITER, além do Plano Coordenado de Desenvolvimento do Sistema de Transporte de Gás Natural elaborado pelas transportadoras e outros estudos de infraestrutura de gás natural e biometano elaborados pela EPE. A EPE também poderá considerar na seleção de projetos aqueles informados pelos agentes interessados por meio da Chamada Pública.

A partir dos projetos indicados nos planos e estudos e aqueles informados por meio da Chamada Pública, a EPE analisará quais projetos serão contemplados no PNIIGB, conforme sua adequação às diretrizes da Política Energética Nacional.

Para a definição das infraestruturas elegíveis para inclusão no PNIIGB, poderão ser aplicados critérios para a seleção de projetos, como: políticas públicas para enfrentamento das mudanças

climáticas; promoção de investimentos em infraestruturas de gás que sejam resilientes e reduzam o custo final da transição energética; contratos firmados entre os agentes da indústria de gás natural e biometano; grau de maturidade dos projetos e a garantia da segurança do abastecimento. Cabe ressaltar que os critérios não são exaustivos e não serão aplicados necessariamente nessa ordem.

Como resultado da aplicação desses critérios, os projetos seguem para uma análise que contempla o dimensionamento das capacidades das suas instalações e infraestruturas requeridas, podendo ser avaliadas por meio de balanços de oferta e demanda, simulações termofluido-hidráulicas, incidência de restrições socioambientais e de custos de investimentos, dentre outros mecanismos de análise. Todos os projetos selecionados serão submetidos para validação junto ao MME para posterior detalhamento dos aspectos socioambientais, técnicos e econômicos.

5.2. Análise socioambiental

Esta seção apresenta as metodologias adotadas na definição dos traçados referenciais dos dutos e na caracterização dos aspectos socioambientais mais relevantes das regiões de implantação das infraestruturas estudadas no PNIIGB.

No caso de projetos incluídos no PNIIGB e que possuam planos de engenharia desenvolvidos, com processos de licenciamento em andamento, os agentes interessados devem disponibilizar à EPE as informações dos estudos de impacto ambiental para fins de complementação das informações do processo. Destaca-se que a competência da análise da viabilidade ambiental do projeto é competência do órgão licenciador.

5.2.1. Definição dos Traçados Referenciais dos dutos

Os traçados referenciais propostos representam as rotas que, de acordo com as premissas adotadas e informações disponíveis, são consideradas as mais adequadas para a passagem dos dutos. São desenvolvidos a partir da elaboração de um conjunto de traçados manuais e automatizados, tendo como resultado uma diretriz que representa a máxima convergência das diferentes propostas.

Trata-se de procedimento denominado análise de convergência, que consiste na avaliação individual de três ou mais integrantes da equipe técnica que, de forma independente, elaboram suas proposições de traçado. Posteriormente, as propostas locais e respectivos critérios de definição são confrontados e discutidos com vistas à redução de subjetividades, de modo a se convergir para resultados com maior ganho de efetividade na definição de traçados preliminares para comparação de alternativas.

Um dos traçados incluídos na análise de convergência é obtido por meio de Modelagem Espacial Multicritério (MEM), que define superfícies de custos socioambientais relacionados às restrições potenciais para passagem de dutos, possibilitando a geração automatizada de corredores e diretrizes. A MEM foi gerada a partir do FME (*Feature Manipulation Engine*), software para extração, transformação e carga de dados geoespaciais, e de aplicação desenvolvida internamente na EPE em ambiente R²². A Figura 5-2 ilustra uma das etapas da presente metodologia, envolvendo traçados elaborados de forma manual e a diretriz gerada pela MEM para um duto.

²² R é um ambiente de software livre para computação estatística e gráficos.

Todas as propostas são desenvolvidas com base em dados secundários, considerando fatores que expressam maiores complexidades para a passagem dos dutos, bem como os de atração, quais sejam: áreas protegidas (unidades de conservação, terras indígenas, terras quilombolas, cavidades naturais), estruturas econômicas (processos minerários, pivôs centrais, parques geradores de energia), uso do solo (áreas urbanas, silvicultura, remanescentes florestais), meio físico (relevos acidentados, massa d'água, áreas alagadas), infraestruturas lineares (rodovias, linhas de transmissão, dutos existentes).

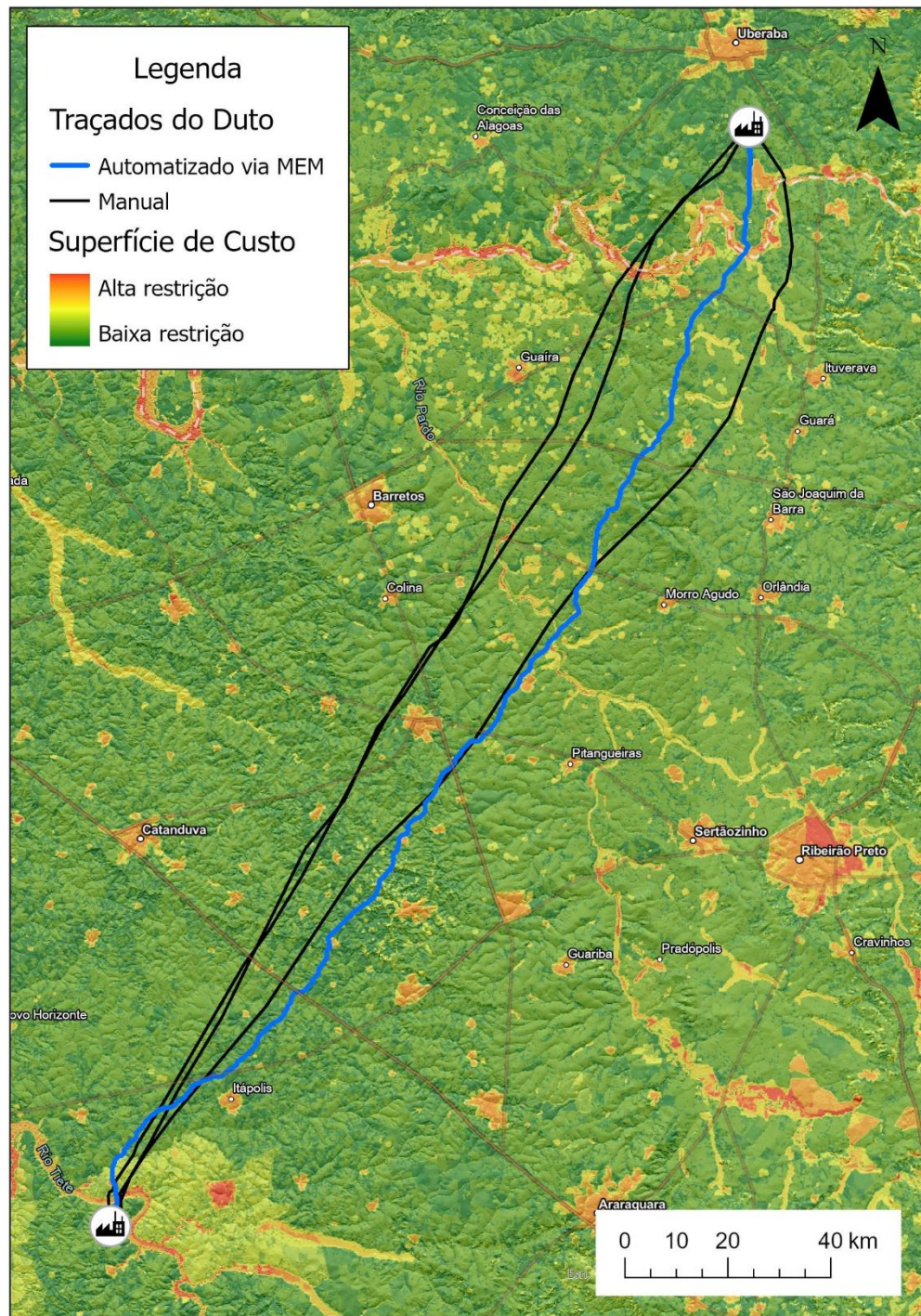


Figura 5-2: Exemplo da utilização da Modelagem Espacial Multicritério (MEM), apresentando a superfície de custo e traçados desenvolvidos.

Fonte: Elaboração própria a partir de EPE (2025c)

As premissas que norteiam o desenvolvimento dos traçados dos dutos terrestres são as que se seguem:

- Perseguir o menor caminho (extensão em km);
- Buscar a proximidade com estradas e acessos, visto que facilita a construção e manutenção dos dutos, ao mesmo tempo que devem ser observados e evitados vetores de expansão urbana associados às vias;
- Desviar ou minimizar cruzamento com infraestruturas lineares, tais como estradas, ferrovias, linhas de transmissão (LTs) e dutos;
- Distanciar ao menos 1 km de LTs, quando possível, devido a interferências elétricas ou influências eletromagnéticas;
- Realizar, quando possível, paralelismos com dutos existentes ou planejados;
- Evitar ambientes que possam significar complexidade construtiva e sobrecustos, como áreas úmidas ou sujeitas a inundação, reservatórios ou corpos hídricos expressivos, relevo acidentado e áreas suscetíveis a deslizamentos de encostas ou acentuados processos erosivos;
- Evitar interferências em áreas que demandem maior tempo para licenciamento ambiental, estudos específicos, autorizações ou bloqueios, como unidades de conservação, terras indígenas, territórios quilombolas, formações florestais, processos minerários;
- Buscar, em relevos movimentados, os segmentos mais estáveis das encostas, como os divisores de água²³ ou interflúvios²⁴.

Já para os dutos submarinos e costeiros, são considerados os seguintes aspectos:

- Perseguir o menor caminho (extensão em km);
- Conectar campos de produção, quando for o caso;
- Realizar, quando possível, paralelismos com dutos existentes ou planejados;
- Desviar de formações de maior sensibilidade ambiental, como recifes, rodolitos ou mangues;
- Desviar ou minimizar interferências em áreas protegidas ou de interesse ambiental;
- Desviar de obstáculos físicos, como ilhotas ou lajes marinhas;
- Minimizar cruzamentos com infraestrutura linear existente, tais como dutos existentes e emissários submarinos;
- Afastar o traçado de áreas de grande potencial turístico.

Cabe destacar que, para a elaboração da análise socioambiental, não são realizados trabalhos de campo, investigações geotécnicas para caracterização do material a ser escavado, aerolevantamentos, levantamentos batimétricos, estudos de análise de riscos e visitas técnicas aos locais atravessados pelas propostas de traçados, uma vez que o presente trabalho se constitui em um estudo a nível de planejamento de longo prazo. Sendo assim, os detalhamentos construtivos e socioambientais de cada alternativa deverão ser realizados em etapas posteriores.

²³ Linhas separadoras das águas pluviais. Geralmente se pensa em linha de cumeada, isto é, em divisores formados por altas montanhas.

²⁴ Pequenas ondulações que separam vales, cujas vertentes são, na maioria dos casos, de forma convexa, constituindo pequenas colinas.

5.2.2. Caracterização dos Aspectos Socioambientais das Infraestruturas

Na caracterização dos aspectos socioambientais, são apresentadas as principais características das regiões de passagem dos traçados referenciais dos dutos e áreas de implantação de demais infraestruturas. A análise é realizada a partir da caracterização dos aspectos socioambientais mais relevantes das áreas de estudo, abordando questões de infraestruturas existentes e planejadas (rodovias, usinas de geração, linhas de transmissão, dutos, áreas urbanas, fibra ótica), aspectos do meio físico (relevo, batimetria, declividade, corpos d'água, banco de corais), áreas protegidas (unidades de conservação, terras indígenas, territórios quilombolas, cavernas, sítios arqueológicos) e aspectos do uso do solo. Para a análise são utilizados dados georreferenciados públicos, provenientes do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), MapBiomas²⁵, Serviço Geológico Brasileiro (SGB), Ministério do Meio Ambiente (MMA), Fundação Nacional dos Povos Indígenas (FUNAI), Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária (INCRA), ANP, entre outros.

5.2.2.1. Dutos terrestres

É realizada de início uma análise sobre os acessos existentes que possam servir de apoio na fase construtiva, reduzindo a necessidade de abertura de acessos e impactos decorrentes. Nas demais infraestruturas lineares, existentes ou planejadas, a análise enfatiza as interferências associadas à necessidade de cruzamentos, eventuais compartilhamentos de faixa, paralelismos ou mesmo distanciamentos.

Para o uso do solo, são estabelecidas faixas de servidão referenciais de 20 metros a partir dos traçados referenciais e verificada a interferência destas em classes de uso, conforme base do MapBiomas. É apresentada uma tabela por duto contendo a área e percentual de cada classe de uso do solo interceptada pela faixa.

A caracterização do meio físico dos dutos dá ênfase às unidades de relevo e travessias em massas d'água que possam significar sobrecustos à implantação do duto, no que tange aos aspectos topográficos e geotécnicos, observando-se as limitações inerentes da base de dados disponível e da escala de análise. Processos minerários identificados ao longo do traçado são analisados considerando a quantidade de interferências, fase, substância explorada e possibilidades de desvio.

São estudadas ainda as interferências em áreas protegidas ou de relevância ambiental, em que se observam tipologias, grau de relevância, extensão (km) e possíveis implicações.

As análises são ilustradas por um mapa que sintetiza os fatores socioambientais mais relevantes das áreas de estudo (Figura 5-3).

²⁵ O MapBiomas é uma iniciativa do SEEG/OC (Sistema de Estimativas de Emissões de Gases de Efeito Estufa do Observatório do Clima) e é produzido por uma rede colaborativa de co-criadores que realiza o mapeamento anual da cobertura e uso da terra, além do monitoramento mensal da superfície de água e das cicatrizes de fogo com dados desde 1985.

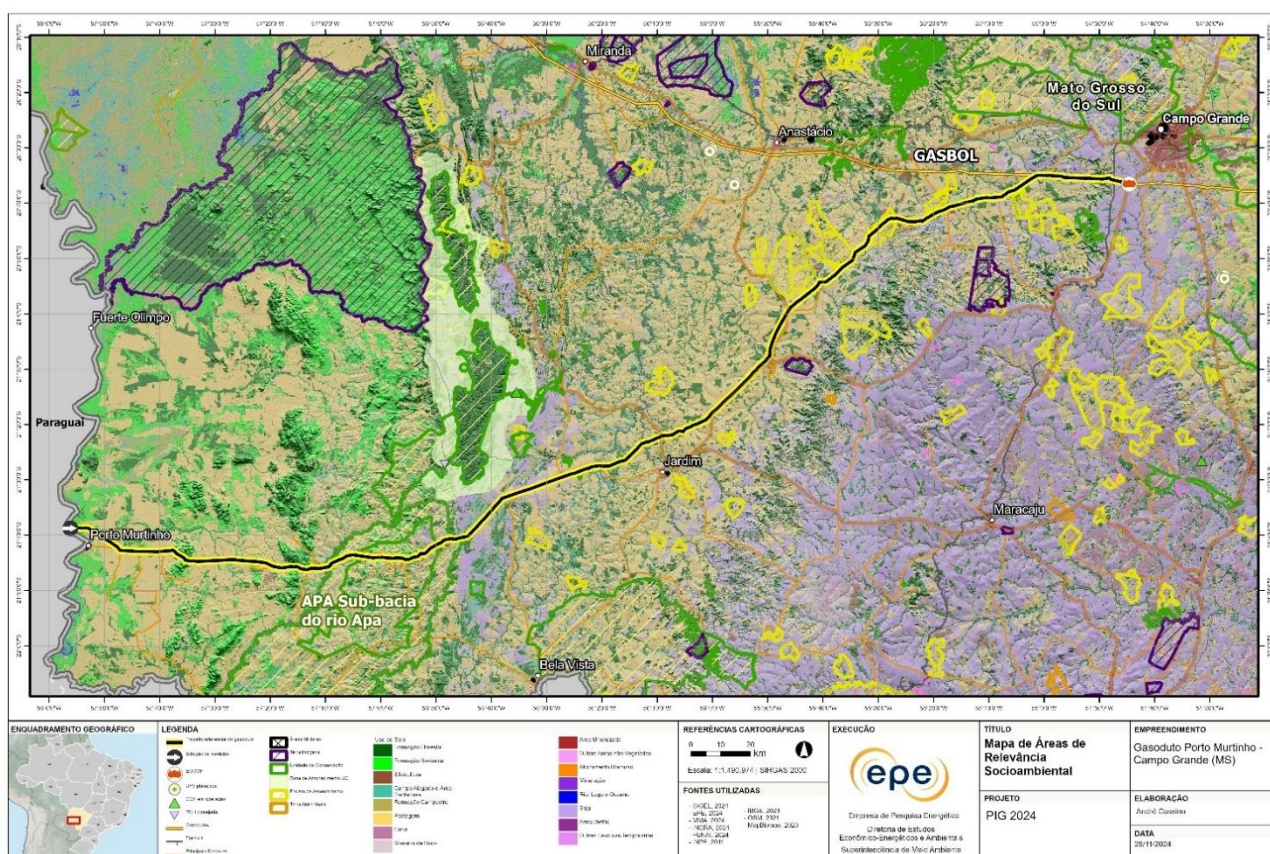


Figura 5-3: Exemplo de mapa síntese dos principais aspectos socioambientais observados em gasoduto estudado.

Fonte: EPE (2025c)

5.2.2.2. Dutos submarinos

A análise inicia pela identificação das infraestruturas observadas ao longo do traçado, existentes ou planejadas, no sentido de desviar ou minimizar cruzamentos, bem como realizar paralelismos.

No caso do meio físico, aspectos da batimetria associados a amplitudes ou formas de relevo (elevações, lajes ou cânions submarinos) são objeto de análise. É realizada ainda caracterização geológica da área atravessada pelo duto com dados existentes e de acordo com a escala em que foram desenvolvidos. Com relação às áreas protegidas ou de relevância ambiental, o foco reside nas interferências diretas e suas implicações, de acordo com tipo, grau e extensão (km).

As análises são ilustradas por um mapa que sintetiza os fatores socioambientais mais relevantes das áreas de estudo (Figura 5-4). Destaca-se que os trechos terrestres dos dutos submarinos são caracterizados conforme premissas apresentadas no item 5.2.2.1.

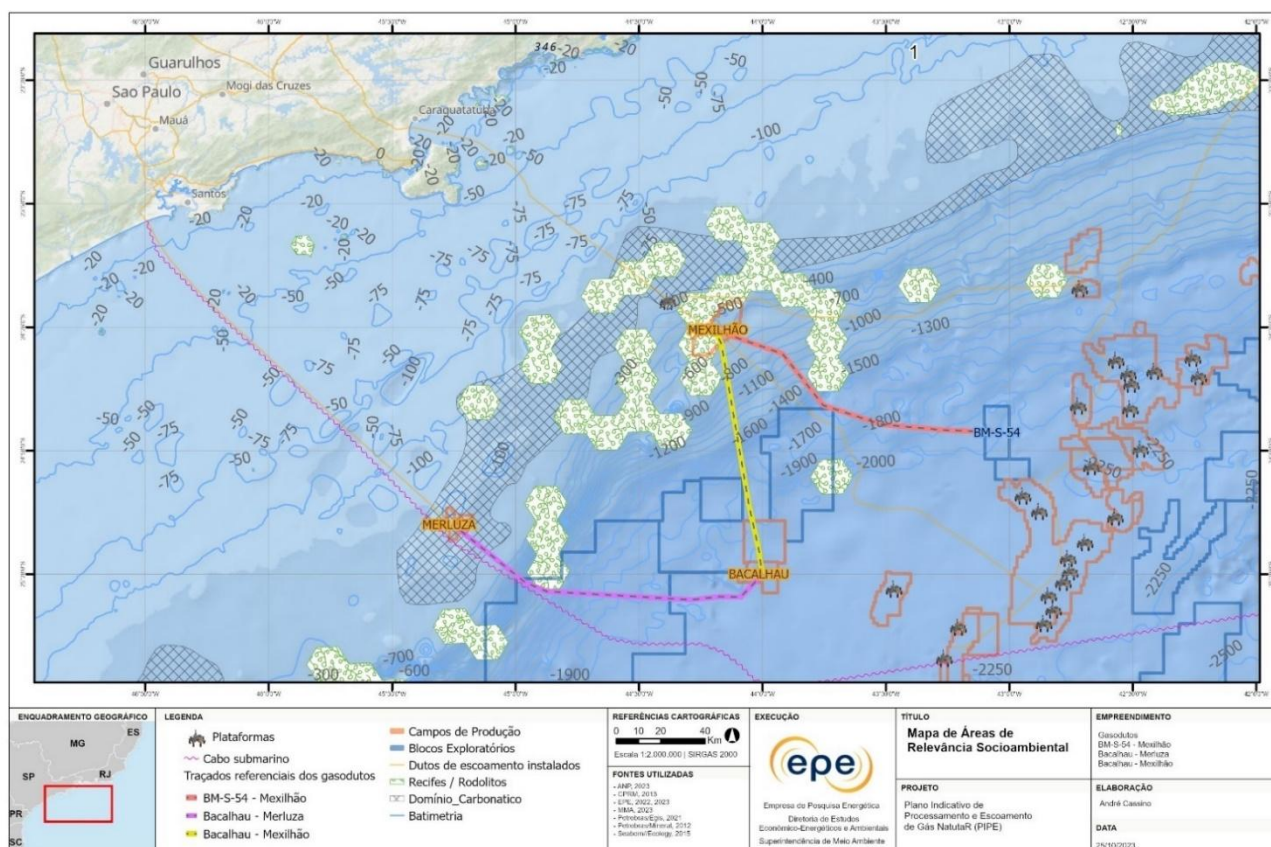


Figura 5-4: Exemplo de mapa síntese dos principais aspectos socioambientais observados para um duto marinho estudado.
 Fonte: EPE (2024d)

5.2.2.3 Demais infraestruturas

Para a análise das demais infraestruturas que podem ser incluídas no Plano, tais como terminais de GNL, soluções de pequena escala de GNL/GNC e terminais de combustíveis, é realizada caracterização das regiões avaliadas, indicando-se os pontos mais favoráveis para implantação dessas instalações, a partir da análise dos temas socioambientais mais relevantes. Também são apresentados mapas e tabelas sintetizando os aspectos notáveis (Figura 5-5).

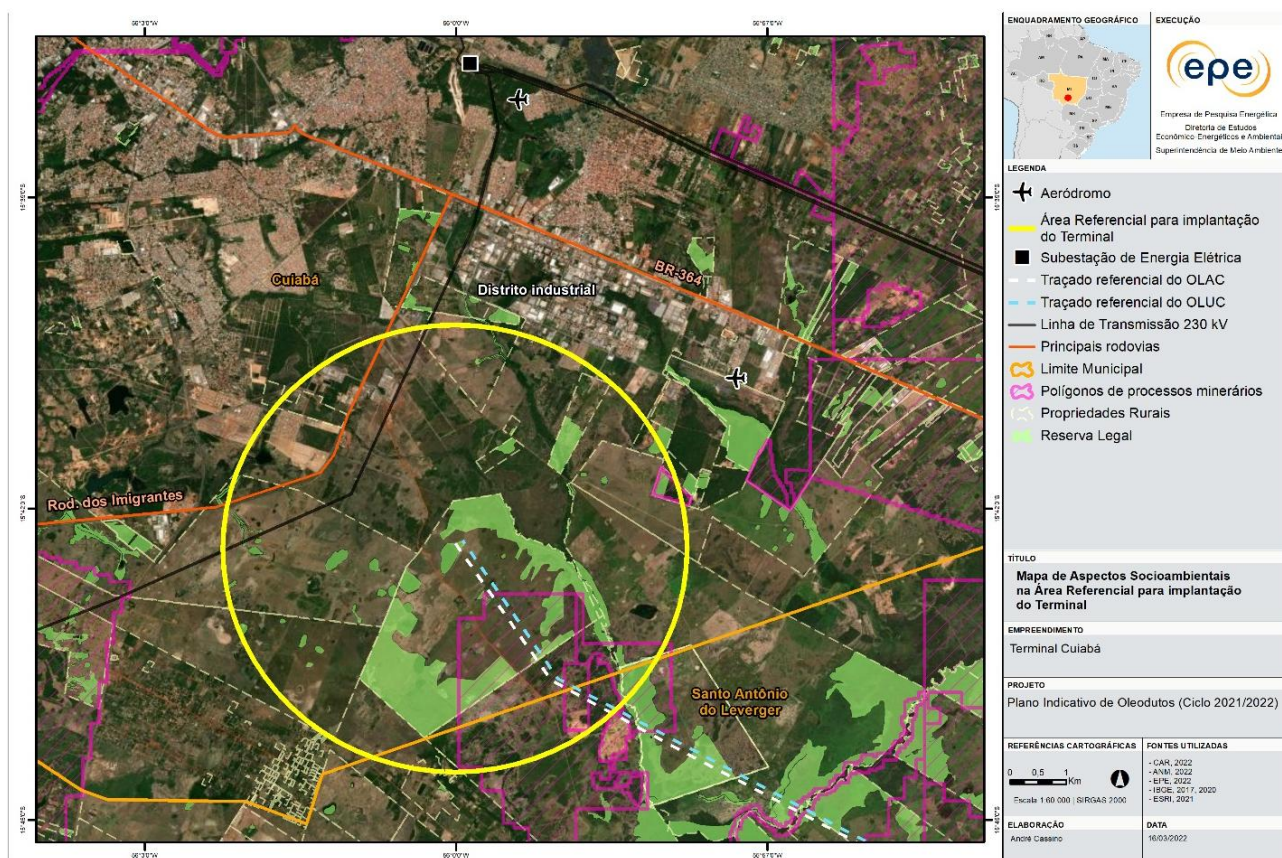


Figura 5-5: Exemplo de mapa síntese dos principais aspectos socioambientais observados para um terminal de combustíveis.

Fonte: EPE (2022a)

5.2.3. Síntese dos desafios e recomendações

Ao final da análise, é apresentada uma tabela de desafios e recomendações para a implantação dos dutos e demais infraestruturas como mostrado na Tabela 2, onde são destacados pontos que podem representar riscos ou sobrecustos (cruzamentos com infraestruturas existentes, passagem por áreas de elevado custo fundiário, interferência em unidades de conservação, travessias em corpos hídricos, cruzamentos com áreas de formação florestal, dentre outros) e indicadas medidas mitigadoras (adoção de técnicas construtivas adequadas, redução de interferência em remanescentes florestais, consulta a órgãos gestores de unidades de conservação, dentre outras).

Tabela 2: Exemplo de sistematização de desafios e recomendações para a implantação de um gasoduto estudado

TEMA	RISCOS E/OU SOBRECUSTOS	MEDIDAS MITIGADORAS
Infraestrutura - cruzamentos	- Projeto e anuência do agente operador - Atrasos na aprovação dos projetos	- Considerar o ângulo de cruzamento, de acordo com a infraestrutura linear e respectivas normas técnicas. - Consultar concessionárias.
Infraestrutura - paralelismo parcial com faixa de dutos	- Compartilhamento de faixa - Anuência do agente operador da faixa	- Consulta ao agente operador do duto existente. - Otimização da faixa, com vistas a minimizar cruzamentos e supressão vegetal.
Uso do solo - pivôs centrais de irrigação	- Custo fundiário elevado	- Desviar, quando possível, dos pivôs centrais de irrigação.
Meio físico - travessias de curso d'água	- Custo elevado e complexidade construtiva	- Adoção de técnicas construtivas adequadas para esse tipo de travessia, a serem propostas no Projeto Executivo do gasoduto. - Avaliar a situação das usinas hidrelétricas planejadas no curso do rio.
Interferência em unidades de conservação (UC)	- Licenciamento ambiental e obtenção de anuência do órgão gestor da UC	- Priorizar a travessia por áreas antropizadas no interior da Área de Proteção Ambiental (APA), observando as orientações do plano de manejo da UC.

Fonte: EPE (2025c)

5.3. Dimensionamento de projetos e estimativas de CAPEX

Depois de selecionados os projetos e realizada a análise socioambiental, é efetuado o dimensionamento das instalações para estimar o montante de investimentos necessários para sua implantação, a partir de metodologias consolidadas em Planos Indicativos e estudos elaborados pela EPE (2024d, 2021, 2025c, 2020a, 2020b, 2022b, 2024e).

Com relação aos **gasodutos de escoamento**, são abordados a definição da origem e do destino, sua extensão e a capacidade do gasoduto, além da disponibilidade de oferta e demanda potencial. Essas informações compõem as características dos projetos simulados no *software* Que\$tor^{26,27}, cujos dados de entrada serão pesquisados em plataformas específicas, planos, boletins e apresentações, como a plataforma Vantage²⁸, PADs, Planos de Desenvolvimento, Sumários Executivos e informações disponibilizadas publicamente pelas empresas operadoras, conforme já citado na seção 4.1. Entre estes dados, citam-se, por exemplo:

- volumes de reservas recuperáveis;
- curva de previsão de produção e estimativas de injeção de óleo e/ou gás natural;

²⁶ O QUE\$TOR é um software desenvolvido pela S&P Global, focado na estimativa de custos de projetos de óleo e gás, com detalhamento de CAPEX e OPEX para infraestruturas *onshore*, *offshore* e de regaseificação de GNL.

²⁷ Vale ressaltar que os valores obtidos no QUE\$TOR são internacionais, e que se torna necessário internalizar os custos levando-se em conta os impostos relativos à importação e desembaraço aduaneiro, entre outros. Utiliza-se como prática na EPE a aplicação de um fator de 1,5.

²⁸ Plataforma de base de dados da empresa S&P Global contendo informações de ativos de E&P no mundo.

- estimativas de tempo de vida útil do projeto (campo e infraestruturas de escoamento e processamento), de tempo de crescimento da produção e de duração do platô de máxima produção;
- características do reservatório (como profundidade, pressão, temperatura e dimensões);
- características do fluido e as respectivas razões entre fluidos produzidos;
- quantidades de poços;
- design dos equipamentos de superfície;
- forma de escoamento da produção de óleo e de gás natural, entre outros.

O *software* utiliza essas informações para dimensionar as infraestruturas de escoamento e processamento, na fase conceitual. No primeiro caso, pode modelar o escoamento do gás natural nos gasodutos, auxiliando na estimativa de parâmetros como pressão, temperatura, perda de carga, diâmetro do duto, emissões etc. No segundo caso, pode modelar o processamento, auxiliando na estimativa de parâmetros como pressão, temperatura, o fracionamento dos componentes do gás, potência dos compressores etc.

Com relação às estimativas de CAPEX, também é empregado este mesmo *software*, que tem uma base de dados de custos robusta e detalhada em tecnologias, mão de obra, materiais, equipamentos, entre outros, constantemente atualizada com dados de mercado para realização dessas estimativas.

Os custos de investimento são estimados para cada projeto de forma a englobar todos os equipamentos, materiais e serviços relacionados às atividades de escoamento e processamento. As rubricas consideradas para os sistemas de escoamento e de processamento são os custos diretos e indiretos. Para custos diretos, são considerados materiais e equipamentos, construção e montagem, enquanto para custos indiretos, são considerados o projeto de engenharia, seguros, certificação e contingências.

Quanto às **UPGNs**, quando se tratando de projetos de produção *offshore*, as instalações são consideradas no ponto de chegada dos gasodutos de escoamento e suas localizações são assumidas nas proximidades da costa, de acordo com a especificidade de cada rota. Contudo, poderão ser levados em consideração projetos com o processamento nas próprias plataformas de produção, quando apontado pelos agentes. Para projetos de produção *onshore*, as UPGNs terão sua localização sugerida levando em conta o potencial de produção de gás natural da região. A possibilidade de acesso de terceiros também se aplica tanto a gasodutos de escoamento quanto a UPGNs em ambiente *offshore*.

As infraestruturas existentes são consideradas também no processo de dimensionamento e definição da localização das novas infraestruturas de processamento e escoamento para fins de conexão. No caso do ambiente *offshore*, podem ser considerados neste processo o Sistema Integrado de Escoamento (SIE) e o Sistema Integrado de Processamento (SIP).

Para os **terminais de GNL**, destaca-se que a localização da infraestrutura é o primeiro fator para determinação de seus custos. No processo de determinação, são desejados locais nos quais o custo associado àquele terminal seja o menor possível, evitando espaços onde haja necessidade de construção de quebra-mar ou de grandes volumes de dragagem e derrocagem, além de se buscar facilidades próximas ao local, como canais de navegação já existentes ou estrutura portuária auxiliar, com rebocadores, etc.

Para os projetos elaborados pela EPE serão considerados projetos com a configuração do tipo *offshore*, contando com uma Unidade Flutuante de Armazenamento e Regaseificação (FSRU, na sigla em inglês), além de fazer uso do descarregamento do GNL através do sistema *ship-to-ship*²⁹, buscando otimizar a relação de equipamentos sobre o píer.

Para o cálculo dos custos associados à construção de cada terminal, é utilizado o Sistema de Avaliação de Terminais de Regaseificação (SATIR), desenvolvido pela EPE, que conta com uma ferramenta associada a uma base de dados com informações de custos de projetos existentes, em planejamento, referências internacionais e referências de custos elaboradas por consultoria técnica especializada contratada pela EPE. Dessa forma, o custo total é estimado considerando os seguintes grupos de custos diretos e indiretos:

Custos diretos

- Serviços Gerais;
- Estrutura Civil (Píer);
- Implantação de Gasoduto;
- Estação de Transferência de Custódia e outras facilidades;
- Tancagem (quando aplicada);

Custos indiretos

- BDI – Benefícios e Despesas Indiretas; e
- Contingências.

No caso de **gasodutos de transporte**, para definição inicial da origem e destino serão analisados com base nos estudos de oferta e demanda realizados pela EPE e em informações complementares recebidas através da Chamada Pública. Serão consideradas alternativas de conexão de novas ofertas ao Sistema de Transporte de Gás Natural (STGN), conexão de novas demandas ainda não atendidas ao STGN, ampliações do STGN, ou soluções em sistemas isolados.

Para realizar o dimensionamento do projeto de gasodutos de transporte, define-se o diâmetro do gasoduto e outras características técnicas através de simulações termofluido-hidráulicas. Para o desenvolvimento dessas simulações, utiliza-se o software PipelineStudio³⁰, que possibilita a modelagem da malha de gás natural. Uma vez definidas as premissas de extensão, vazão, pressão de projeto do gasoduto e introduzida a altimetria da região, são realizadas simulações termofluido-hidráulicas cujos resultados indicarão o diâmetro do gasoduto e instalações necessárias (tais como estações de compressão, por exemplo) para sua operação. Dentre os dados de entrada do simulador, destaca-se também os cenários de oferta e demanda previstas.

Para os custos dos gasodutos de transporte, estes são estimados utilizando o Sistema de Avaliação de Custos de Gasodutos de Transporte – SAGAS, ferramenta desenvolvida pela EPE, que conta com bases de dados de custos para empreendimentos dutoviários. Dessa forma, o custo total é estimado considerando os seguintes grupos de custos diretos e indiretos:

Custos diretos

- Tubulação;

²⁹ Sistema de descarregamento de GNL por meio de mangotes criogênicos diretamente entre os navios.

³⁰ O *software* PipelineStudio™ é uma ferramenta de engenharia que permite aos usuários projetarem, planejarem e executarem análises em estado estacionário e transiente de fluxo de fluido monofásico em redes de gasodutos.

- Componentes;
- Construção & Montagem;
- Instalações Complementares;
- Sistemas de Supervisão e Controle, Comunicação e Detecção de Vazamentos;
- Terrenos;

Custos indiretos

- Projeto de Engenharia, Compensação e Licenciamento Ambiental;
- BDI – Benefícios e Despesas Indiretas; e
- Contingências.

Para orçamentação dos aspectos construtivos de gasodutos de transporte, a EPE optará pela adoção dos métodos típicos mais utilizados na indústria em nível conceitual, mas entende-se que a decisão final será realizada posteriormente, pelos agentes interessados, durante a elaboração dos projetos básicos e executivos de Engenharia.

Nos projetos que incluem a **movimentação de GNC ou GNL** como alternativas logísticas são considerados os estudos da EPE que abordam o dimensionamento e os custos de investimentos em infraestruturas de compressão, liquefação, transporte rodoviário e aquaviário e regaseificação em pequena escala (EPE, 2020a, 2020b, 2022b).

Para dimensionamento e estimativas de CAPEX das infraestruturas de **estocagem** abrangidas nos projetos selecionados para análise no Plano, a EPE utiliza métodos consolidados na literatura especializada que abordam inicialmente as etapas de escolha da bacia sedimentar, seleção de sítios geológicos adequados e caracterização geológica dos sítios selecionados. Com relação à seleção, são necessários estudos das distâncias entre oferta e demanda, características do reservatório, capacidade de estocagem, entre outros.

Na etapa de caracterização são obtidos modelos estruturais e estratigráficos, além de estudo da injetividade, capacidade de estanqueidade e de estocagem da infraestrutura, entre outros (EPE, 2018b). Simulações termofluido-hidráulicas utilizando o software PipelineStudio podem ser empregadas para avaliar o comportamento transiente destas infraestruturas e seus perfis de injeção de gás na malha de gasodutos de transporte durante sua operação. Os parâmetros e dados técnico-econômicos que subsidiam esses estudos e modelos serão complementados pelas informações recebidas dos agentes no processo de Chamada Pública.

O dimensionamento e as estimativas de CAPEX das **infraestruturas de biometano** abrangidas nos projetos selecionados para análise no Plano abordam as etapas de produção e purificação do biogás para obtenção de biometano. No que tange às capacidades dessas instalações e infraestruturas de biometano, são admitidos os métodos de dimensionamento descritos na seção 4.1. A estimativa de custos de investimento relacionada ao biometano acompanha a metodologia adotada no PDE, replicada na publicação anual “Investimentos e Custos Operacionais e de Manutenção no Setor de Biocombustíveis: 2025 – 2034” (EPE, 2024e).

A metodologia considera as unidades de produção de biometano, desde a produção de biogás até o produto especificado, chegando a uma estimativa de um índice de CAPEX por unidade de capacidade da planta, expresso em R\$ por Nm³/dia. A construção do índice considera informações de investimento constantes das solicitações de enquadramento no REIDI, bem como dados de projetos divulgados pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), entre outras informações públicas.

As etapas de regaseificação e transporte de biometano por gasoduto ou por meio de GNC ou GNL de pequena escala seguem os métodos de dimensionamento e estimativas de CAPEX descritos acima, uma vez que essas infraestruturas são compartilháveis independentemente da origem fóssil ou renovável do energético.

Por fim, cabe destacar que os custos que são apresentados para as infraestruturas indicadas no plano possuem um grau de incerteza elevado. Sendo assim, o nível de detalhamento adotado é no mínimo o conceitual, com percentual de precisão de -20% a -50% e +30% a +100%, conforme AACEI (2011)³¹.

Com a finalidade de complementar os dados técnico-econômicos utilizados para o dimensionamento e as estimativas de CAPEX dos projetos, a EPE poderá solicitar informações adicionais dos agentes do setor de gás natural durante o processo de chamada pública.

5.4. Estimativas de potenciais de emprego e renda

As estimativas dos potenciais de geração de emprego e renda nos projetos selecionados para o PNIIGB são realizadas utilizando os custos de investimentos estimados para esses projetos.

A partir de um Modelo Insumo-Produto³², é realizada a estimativa de impactos que os investimentos elaborados no PNIIGB poderiam ter em relação à geração de emprego e renda no Brasil, em virtude dos projetos.

O modelo apresenta as seguintes premissas e limitações:

- Modelo Insumo-Produto para o Brasil, com 73 setores (64 setores tradicionais³³ + 9 setores energéticos³⁴), construído em parceria com a Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas (FIPE) (EPE, 2023d);
- O modelo considera uma economia aberta, com exportações e importações;
- A produção é determinada pela demanda final (consumo das famílias + gastos do governo + investimentos + exportações), a qual é considerada exógena. A produção responde ao aumento na demanda final sem restrições de capacidade;
- Para tornar possível medir, de alguma forma, o impacto do aumento dos salários sobre a economia, foi considerado que todo ganho nos salários será revertido em consumo das famílias, com participação fixa de cada produto setorial no total consumido;

³¹ Segundo as práticas recomendadas pela AACE 97R-18 e 18R-97, esse nível de precisão estaria enquadrado como projetos classe 5.

³² O modelo insumo-produto é uma técnica para representar as interdependências entre diferentes setores de uma economia nacional ou de economias regionais. O modelo descreve relações intersetoriais em uma economia, mostrando como a produção de um setor pode se tornar o insumo de outro setor. Assim, o modelo insumo-produto é uma ferramenta que descreve as interações entre diferentes setores de uma economia, considerando os fluxos de insumos e produtos entre esses setores (GUILHOTO, 2011).

³³ Setores não relacionados à geração de energia.

³⁴ Setores relacionados à geração de energia, tendo sido considerados os seguintes: extração de petróleo e gás, derivados de petróleo, biodiesel, coqueiras, fabricação de biocombustíveis, geração centralizada de energia elétrica, geração distribuída de energia elétrica, transmissão de energia elétrica e gás natural.

- O modelo admite uma função de produção do tipo Leontief³⁵, em que a relação entre os insumos utilizados por cada setor na sua produção é definida por coeficientes técnicos fixos;
- A estrutura econômica considerada no modelo é similar à estrutura do ano de 2018³⁶;
- O modelo é nacional e por isso não considera como as diferenças regionais dos locais em que os projetos de investimentos ocorrem afetam os resultados;
- A análise é de estática comparativa, admitindo que todo o investimento é realizado em um mesmo período e todos os impactos ocorrem instantaneamente;
- Os resultados obtidos consideram apenas os impactos gerados pela execução dos projetos. Dessa forma, não são considerados os impactos potenciais relacionados ao aumento da capacidade instalada resultante dos investimentos, bem como o potencial de novos demandantes ou substituição de importações;
- Com relação à geração de empregos, são considerados apenas os impactos gerados durante a execução dos projetos, sem distinguir entre ocupações permanentes e temporárias (postos de trabalho). Dessa forma, parte das novas ocupações podem ser encerradas após o fim do projeto.

O detalhamento do Modelo Insumo-Produto utilizado nas estimativas dos potenciais de geração de emprego e renda pode ser consultado na Nota Técnica Conjunta EPE e FIPE (EPE, 2023d).

6. Considerações finais

Esta Nota Técnica teve por objetivo apresentar um conjunto de metodologias empregadas no desenvolvimento do PNIIGB, que foi estabelecido pelo Decreto Nº 12.153/2024. Cabe ressaltar que se trata de um produto multidisciplinar no qual serão utilizados planos e estudos elaborados pela EPE, em conjunto com contribuições de diferentes agentes, no intuito de apresentar alternativas de infraestruturas de gás natural e biometano para o desenvolvimento do setor de gás natural brasileiro.

As informações recebidas por meio das consultas e chamada públicas consideradas nesta nota técnica podem contribuir, durante o processo de elaboração do PNIIGB, para a indicação das melhores alternativas de infraestruturas. Além disso, todas as contribuições dos agentes que participarem destas etapas possibilitam a melhoria de ferramentas e banco de dados tanto neste ciclo quanto para os próximos, além de aumentar o embasamento de argumentos e a confiabilidade na escolha de premissas, resultando em maior segurança e consonância com os objetivos do plano.

³⁵ Conceito econômico que descreve a relação entre os fatores de produção (como capital e trabalho) e a quantidade de bens ou serviços produzidos por uma empresa. Essa função recebe esse nome em homenagem ao economista Wassily Leontief, vencedor do Prêmio Nobel de Economia em 1973. Como característica relevante, esse modelo assume que os insumos são usados em proporções fixas, não podendo ser ajustados livremente (ARAÚJO E SOUZA, 1998).

³⁶ No momento de elaboração do contrato CT-EPE-066-2021, a Matriz Insumo-Produto mais recente disponibilizada pelo IBGE era a do ano de 2015. Em função dessa grande defasagem, o modelo foi desenvolvido a partir de uma Matriz Insumo-Produto estimada pela Fipec para o ano de 2018 a partir das Tabelas de Recursos e Usos publicadas pelo IBGE, o ano mais recente que estava disponível no momento da elaboração.

No texto desta nota foram apresentadas metodologias de coleta dos dados, além da elaboração e atualização de informações relativas às infraestruturas de gás natural e biometano existentes e previstas. Em seguida, foram abordados os métodos utilizados para realizar as previsões de oferta e demanda de gás natural e biometano no horizonte de tempo decenal. A oferta foi tratada separadamente entre o gás natural e o biometano, uma vez que são provenientes de fontes distintas. Por outro lado, a demanda foi abordada de forma integrada, independentemente de sua origem fóssil ou renovável, já que o biometano tem tratamento regulatório equivalente ao gás natural.

Com base na avaliação de infraestruturas e nas previsões de oferta e demanda, foram descritas as metodologias de avaliação, englobando a seleção de projetos, a análise socioambiental, o dimensionamento e estimativas de CAPEX, além dos potenciais de emprego e renda. Com os objetivos de conectar ofertas e demandas e aumentar as regiões abastecidas pelos energéticos, os projetos elegíveis se apresentam como alternativas de infraestruturas que podem compor o plano. Todas as informações e estimativas são reunidas para elaboração da minuta do PNIIGB.

De acordo com o cronograma proposto nesta nota técnica, a primeira versão do PNIIGB tem sua finalização prevista para dezembro de 2025. Nas edições seguintes, que poderão se repetir a cada dois anos, os cronogramas e metodologias poderão passar por ajustes, em função de mudanças das atividades relacionadas à elaboração do plano.

7. Referências bibliográficas

AACEI. Association for the Advancement of Cost Engineering International, 2011. Sistema de Classificação para estimativa de custos. Disponível em: <<https://web.aacei.org/>>. Acesso em: fev. 2025.

ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2008. Resolução ANP Nº 16, de 17 de junho de 2008. Disponível em: <<https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-16-2008->>. Acesso em: fev. 2025.

_____. _____. 2022a. Resolução ANP Nº 886, de 29 de setembro de 2022. Estabelece a especificação e as regras para aprovação do controle da qualidade do biometano oriundo de aterros sanitários e de estações de tratamento de esgoto destinado ao uso veicular e às instalações residenciais, industriais e comerciais, a ser comercializado no território nacional. Disponível em: <<https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-886-2022-estabelece-a-especificacao-e-as-regras-para-aprovacao-do-controle-da-qualidade-do-biometano-oriundo-de-aterros-sanitarios-e-de-estacoes-de-tratamento-de-esgoto-destinado-ao-uso-veicular-e-as-instalacoes-residenciais-industriais-e-comerciais-a-ser-comercializado-no-territorio-nacional>>. Acesso em: fev. 2025.

_____. _____. 2022b. Resolução ANP Nº 906, de 18 de novembro de 2022. Dispõe sobre as especificações do biometano oriundo de produtos e resíduos orgânicos agrossilvopastoris e comerciais destinado ao uso veicular e às instalações residenciais e comerciais a ser comercializado em todo o território nacional. Disponível em: <<https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-906-2022-dispoe-sobre-as-especificacoes-do-biometano-oriundo-de-produtos-e-residuos-organicos-agrossilvopastoris-e-comerciais-destinado-ao-uso-veicular-e-as-instalacoes-residenciais-e-comerciais-a-ser-comercializado-em-todo-o-territorio-nacional?origin=instituicao>>. Acesso em: fev. 2025.

_____. _____. 2024. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2024. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-brasileiro-do-petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis-2024>>. Acesso em: jan. 2025.

_____. _____. 2025a. GeoMapsANP. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/dados-tecnicos/geomapsanp>>. Acesso em: jan. 2025.

_____. _____. 2025b. Glossário. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/acesso-a-informacao/glossario>>. Acesso em: fev. 2025.

ARAUJO, J. P.; SOUZA, N.J., 1998. Sistemas de Leontief. Teor. Evid. Econ., Passo Fundo, v. 6, n. 11, p. 125-144, nov. 1998. Disponível em: <http://cepeac.upf.br/download/rev_n11_1998_art7.pdf>. Acesso em: fev. 2025.

BRASIL, 2017. Presidência da República. Casa Civil. Lei nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017. Dispõe sobre a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio) e dá outras providências. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2017/Lei/L13576.htm>. Acesso em: fev. 2025.

BRASIL, 2021a. Presidência da República. Casa Civil. Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021. Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, e sobre as atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea,

acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; (...). Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/lei/l14134.htm>. Acesso em: fev. 2025.

_____, 2021b. Presidência da República. Casa Civil. Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021. Dispõe sobre a desestatização da empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras); (...). Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/lei/l14182.htm>. Acesso em: fev. 2025.

_____, 2024a. Presidência da República. Casa Civil. Decreto Nº 12.153, de 26 de agosto de 2024. Altera o Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021, que regulamenta a Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, que dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição, e sobre as atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2024/decreto/d12153.htm>. Acesso em: fev. 2025.

_____. 2024b. Presidência da República. Casa Civil. Lei nº 14.993, de 8 de outubro de 2024. Dispõe sobre a promoção da mobilidade sustentável de baixo carbono e a captura e a estocagem geológica de dióxido de carbono; institui o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), o Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV) e o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano; (...). Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2024/lei/l14993.htm. Acesso em: fev. 2025.

_____. 2025. Presidência da República. Casa Civil. Lei nº 15.103, de 22 de janeiro de 2025. Institui o Programa de Aceleração da Transição Energética (Paten); e altera as Leis nºs 13.988, de 14 de abril de 2020, 11.484, de 31 de maio de 2007, 9.991, de 24 de julho de 2000, e 9.478, de 6 de agosto de 1997. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2023-2026/2025/Lei/L15103.htm>. Acesso em: fev. 2025.

CNPE. Conselho Nacional de Política Energética, 2019. Resolução nº 29, de 12 de dezembro de 2019. Define o critério geral de garantia de suprimento aplicável aos estudos de expansão da oferta e do planejamento da operação do sistema elétrico interligado, bem como ao cálculo das garantias físicas de energia e potência de um empreendimento de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/arquivos/2019/resolucao_cnpe_29.pdf>. Acesso em: fev. 2025.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética, 2016. Metodologia para Cálculo da Oferta de Gás Natural Seco e Derivados. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-250/topico-298/EPE,%202016%20-%20Nota%20T%C3%A9cnica%20Metodologia%20G%C3%A1s%20Natural%20Seco%20e%20Derivados.pdf?lang=en>>. Acesso em: jan. 2025.

_____. _____, 2018a. Nota Técnica EPE 033/2018. SIIEnergia. Sistema Integrado de Informações para Energia. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-372/NT%20033-2018_SIIEnergia.pdf>. Acesso em: jan. 2025.

_____. _____, 2018b. Nota Técnica Estocagem Subterrânea de Gás Natural – Aspectos Gerais, Regulatórios, Estimativa de Custos e Simulação. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao->

337/EPE,%202018%20-

%20Estocagem%20Substerr%C3%A2nea%20de%20G%C3%A1s%20Natural.pdf>. Acesso em: fev. 2025.

_____. _____, 2020a. Monetização de Gás Natural Onshore no Brasil. Nota Técnica EPE/DPG/SPG/03/2020.REV1. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/monetizacao-de-gas-natural-onshore-no-brasil>>. Acesso em: jan. 2025.

_____. _____, 2020b. Monetização de Gás Natural Offshore no Brasil. Nota Técnica EPE/DPG/SPG/05/2020.REV1. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/monetizacao-de-gas-natural-offshore-no-brasil>>. Acesso em: jan. 2025.

_____. _____, 2021. Plano Indicativo de Terminais de GNL - PITER. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-620/PITER%202021.pdf>>. Acesso em: jan. 2025.

_____. _____, 2022a. Plano Indicativo de Oleodutos – Análise Socioambiental Aplicada ao Ciclo 2021/2022. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-668/NT-EPE-DEA-SMA-010-2022%20-%20PIO%202022%20Analise%20Socioambiental.pdf>>. Acesso em: fev. 2025.

_____. _____, 2022b. GNL de Pequena Escala: Estudo de caso no Brasil. NOTA TÉCNICA EPE/DPG/2022/06. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-706/NT%20GNL%20Pequena%20Escala_r0.pdf>. Acesso em: jan. 2025.

_____. _____, 2023a. Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás 2021-2023. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/zoneamento-nacional-de-recursos-de-oleo-e-gas-2021-2023>>. Acesso em: jan. 2025.

_____. _____, 2023b. Panorama do Biometano – Setor Sucroenergético. Parceria entre EPE e CIBiogás. Dezembro. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-781/Panorama%20de%20Biometano.pdf>>. Acesso em: fev. 2025.

_____. _____, 2023c. Motorizações alternativas em caminhões e ônibus no Brasil: Contextualização e possíveis trajetórias de inserção. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nota-tecnica-motorizacoes-alternativas-em-caminhoes-e-onibus-no-brasil-contextualizacao-e-possiveis-trajetorias-de-insercao>>. Acesso em: fev. 2025.

_____. _____, 2023d. Metodologia para construção de uma Matriz Insumo-Produto com detalhamento dos setores energéticos. Nota Técnica conjunta com a Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas (FIPE). Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/metodologia-para-construcao-de-uma-matriz-insumo-produto-com-detalhamento-dos-setores-energeticos>. Acesso em: fev. 2025.

_____. _____, 2024a. Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 (PDE 2034). Caderno de Gás Natural. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-709/Caderno%20de%20G%C3%A1s%20Natural%20-%20PDE%202034_revis%C3%A3o_MME_20_09_2024%201.pdf>. Acesso em: jan. 2025.

_____. _____, 2024b. Cenários de oferta de etanol e demanda de ciclo Otto 2025-2034. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-255/topico-735/NT-EPE-DPG-SDB-2024-09_Cenarios_de_oferta_de_etanol_2034.pdf>. Acesso em: jan. 2025.

_____. _____, 2024c. Balanço Energético Nacional 2024. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben>>. Acesso em: fev. 2025.

_____. _____, 2024d. Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural – PIPE 2023. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-798/EPE%202023%20-%20PIPE%202023_08.04.24_SPG.pdf. Acesso em: dez. 2024.

_____. _____, 2024e. Nota Técnica Investimentos e Custos Operacionais e de Manutenção no Setor de Biocombustíveis: 2025 - 2034. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-343/topico-729/NT-EPE-DPG-SDB-2023-07_Investimentos_Custos_O_e_M_Bios_2025-2034.pdf>. Acesso em: jan. 2025.

_____. _____, 2025a. WEBMAP interativo do sistema energético brasileiro. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/webmap-epe>>. Acesso em: jan. 2024.

_____. _____, 2025b. Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 (PDE 2034). Relatório em Consulta Pública nº 179/2024, no período de 11/11/2024 a 11/12/2024. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2034>>. Acesso em: jan. 2025.

_____. _____, 2025c. Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte 2024 – PIG 2024. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes>>. Acesso em: jan. 2025. No prelo.

GOOGLE. Google Earth Pro 7.3.6.9796, 2024. Disponível em: <https://www.google.com/earth/>. Acesso em: dez. 2024.

GUILHOTO, J. J. M. 2011. Input-Output Analysis: Theory and Foundations. MPRA paper number 32566. Munich Personal RePEc Archive. Disponível em: <http://www.usp.br/nereus/wpcontent/uploads/MPRA_paper_32566.pdf>. Acesso em: nov. 2023.

MME. Ministério de Minas e Energia, 2020. Portaria nº 59, de 20 de fevereiro de 2020. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/portarias/2020/portaria-n-59-2020.pdf>>. Acesso em: jan. 2025.

_____. _____, 2025. Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes-1/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural>>. Acesso em: jan. 2025.

PETROBRAS. Petróleo Brasileiro S.A., 2023. Petrobras assina novo aditivo com boliviana YPFB. Dezembro. Disponível em: <<https://agencia.petrobras.com.br/w/negocio/petrobras-assina-novo-aditivo-com-boliviana-ypfb>>. Acesso em: jul. 2024.