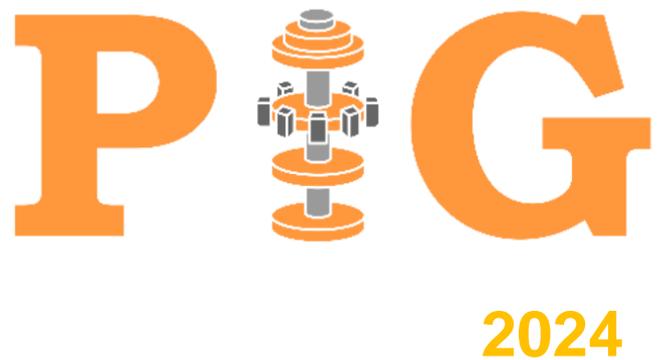




Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte 2024



FEVEREIRO 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

Marcelo Ferreira Alfradique

Equipe Técnica – DPG/SPG

Bianca Nunes de Oliveira

Carolina Oliveira de Castro

Filipe Soares da Cruz

Gabriel Lacerda da Silva

Gabriela Nascimento da Silva

Henrique Plaudio Gonçalves Rangel

Hugo Dantas Mortágua (estagiário)

Luiz Paulo Barbosa da Silva

Equipe Técnica – DPG/SDB

Angela Oliveira da Costa

Danilo Percin

Guilherme Correa Naresse

Marina Damião Besteti Ribeiro

Rachel Martins Henriques

Rafael Barros Araújo

Equipe Técnica – DEA/SMA

André Cassino Ferreira

Clayton Borges da Silva

Elisangela Medeiros de Almeida

Glauce Maria Lieggio Botelho

Hermani de Moraes Vieira

Thiago Galvão

Equipe Técnica – DEA/SEE

Aline Moreira Gomes

Arnaldo dos Santos Junior

Carla Achão

Flavia Camargo de Araujo

Gustavo Naciff de Andrade

Lidiane de Almeida Modesto

Nikolaos Mikail Dimitriadis

Imagem da Capa

Adaptado de Freepik





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 INDICATIVO DE GASODUTOS DE TRANSPORTE (PIG) VISA REDUZIR A ASSIMETRIA DE INFORMAÇÃO E COLABORAR COM O PLANEJAMENTO E O DESENVOLVIMENTO DA INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL NO BRASIL.

ESTE PLANO INDICATIVO APRESENTA ALTERNATIVAS DE GASODUTOS DE TRANSPORTE QUE PODEM COLABORAR COM A AMPLIAÇÃO DA MALHA DE GASODUTOS EXISTENTE, PERMITINDO O CRESCIMENTO DO MERCADO DE GÁS NATURAL, CONSIDERADO O COMBUSTÍVEL DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA. ADICIONALMENTE, O AUMENTO DOS MERCADOS E INFRAESTRUTURAS DE GÁS NATURAL TAMBÉM PODEM INCENTIVAR, EM MOMENTO POSTERIOR, O CRESCIMENTO DE OUTROS MERCADOS POR MEIO DO COMPARTILHAMENTO DE INFRAESTRUTURAS, TAIS COMO O DE BIOMETANO E O DE HIDROGÊNIO, OS QUAIS PODEM AUXILIAR O BRASIL NO ATINGIMENTO DE SUAS METAS DE REDUÇÃO DE EMISSÕES, COLABORANDO PARA MITIGAÇÃO DOS EFEITOS ADVERSOS DAS MUDANÇAS DO CLIMA.

POR FIM, DEVIDO ÀS NOVAS ATRIBUIÇÕES DEFINIDAS PELO DECRETO Nº 12.153/2024, OS PROJETOS DE GASODUTOS DE TRANSPORTE ELABORADOS PELA EPE TÊM PAPEL FUNDAMENTAL, POIS COMPORÃO O PLANO NACIONAL INTEGRADO DAS INFRAESTRUTURAS DE GÁS NATURAL E BIOMETANO, QUE INDICARÁ A EXPANSÃO DO SETOR DE GÁS NATURAL, BIOMETANO E ENERGÉTICOS EQUIVALENTES.

ASSIM, AO ELABORAR OS ESTUDOS DO PIG, A EPE VISA CONTRIBUIR PARA A CONSTRUÇÃO DE UM MERCADO DE GÁS NATURAL EMPREGANDO AS MELHORES ALTERNATIVAS DE INFRAESTRUTURA, ANALISADAS DE FORMA SISTÊMICA, CONSIDERANDO O INTERESSE PÚBLICO, O DESENVOLVIMENTO DA OFERTA E DA DEMANDA DE GÁS NATURAL NO LONGO PRAZO E O ATENDIMENTO ÀS DEMANDAS FUTURAS.

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. Contexto da Integração Gasífera entre Brasil e Argentina	4
3. O Biometano no Contexto Brasileiro	8
3.1. Definições Técnicas	8
3.2. Mercado Brasileiro e Políticas Públicas	9
3.3. Localização e Vazão de Biometano Disponível para Conexão na Malha de Transporte ...	11
3.3.1. Biometano de usinas sucroenergéticas.....	11
3.3.2. Biometano de aterro sanitário	13
4. Detalhamento de Gasodutos de Transporte Indicativos	14
4.1. Gasoduto Porto Murtinho/MS – Campo Grande/MS.....	18
4.1.1. Resumo do traçado	19
4.1.2. Análise socioambiental e dificuldades construtivas.....	19
4.1.3. Dimensionamento Termofluido-hidráulico	22
4.1.4. Estimativas de custos	22
4.2. Gasoduto Uruguaiana/RS – Triunfo/RS	23
4.2.1. Resumo do traçado	24
4.2.2. Análise socioambiental e dificuldades construtivas.....	24
4.2.3. Dimensionamento Termofluido-hidráulico	27
4.2.4. Estimativas de custos	27
4.3. Gasoduto Siderópolis/SC – Porto Alegre/RS.....	28
4.3.1. Resumo do traçado	30
4.3.2. Análise socioambiental e dificuldades construtivas.....	30
4.3.3. Dimensionamento Termofluido-hidráulico	32
4.3.4. Estimativas de custos	33
4.4. Gasoduto Duque de Caxias/RJ – Taubaté/SP.....	34
4.4.1. Resumo do traçado	35
4.4.2. Análise socioambiental e dificuldades construtivas.....	36
4.4.3. Dimensionamento Termofluido-hidráulico	38
4.4.4. Estimativas de custos	39
4.5. Gasoduto Sertãozinho/SP – São Carlos/SP	40
4.5.1. Resumo do traçado	42
4.5.2. Análise socioambiental e dificuldades construtivas.....	42
4.5.3. Dimensionamento Termofluido-hidráulico	43
4.5.4. Estimativas de custos	44
4.6. Gasoduto Seropédica/RJ – Japeri/RJ.....	45
4.6.1. Resumo do Traçado.....	46
4.6.2. Análise socioambiental e dificuldades construtivas.....	46
4.6.3. Dimensionamento Termofluido-hidráulico	48
4.6.4. Estimativas de Custos	49
4.7. Gasoduto Iacanga/SP – Uberaba/MG.....	49
4.7.1. Resumo do traçado	51
4.7.2. Análise socioambiental e dificuldades construtivas.....	51
4.7.3. Dimensionamento Termofluido-hidráulico	54
4.7.4. Estimativas de custos	54
4.8. Gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA – Imperatriz/MA.....	55
4.8.1. Resumo do traçado	57
4.8.2. Análise socioambiental e dificuldades construtivas.....	57

4.8.3.	Dimensionamento Termofluido-hidráulico	59
4.8.4.	Estimativas de custos	59
5.	Estimativas de Emprego e Renda	60
5.1.	Modelo Insumo-Produto EPE-FIPE.....	60
5.2.	Resultado dos Investimentos na Geração de Emprego e Renda	61
6.	Resultados e Discussão.....	63
7.	Panorama dos Projetos Publicados em Edições Anteriores do PIG	64
8.	Considerações finais.....	69
9.	Referências bibliográficas.....	71
10.	Apêndice 1 – Metodologias da definição dos traçados referenciais e análise socioambiental.....	78
10.1.	Definição de traçados referenciais	78
10.2.	Análise socioambiental	79
11.	Apêndice 2 – Mapas de Áreas de Relevância Socioambiental	80

■ Lista de Figuras

Figura 1. Metodologia de análise de alternativas para expansão da malha de gasodutos de transporte	2
Figura 2. Infraestrutura de gás natural existente próxima à Uruguaiana/RS.....	4
Figura 3. Alternativas de importação de gás natural produzido na Argentina.....	6
Figura 4. Etapas de obtenção do biometano a partir de resíduos orgânicos.....	9
Figura 5. Mapa de calor do potencial de biometano no setor sucroenergético no Sudeste.....	12
Figura 6. Mapa de localização das alternativas de gasodutos de transporte estudadas	15
Figura 7. Mapa de localização do gasoduto Porto Murtinho/MS – Campo Grande/MS.....	18
Figura 8. Mapa de localização do gasoduto Uruguaiana/RS - Triunfo/RS	23
Figura 9. Mapa de localização do gasoduto Siderópolis/SC – Porto Alegre/RS.....	29
Figura 10. Mapa de localização do gasoduto Duque de Caxias/RJ - Taubaté/SP	34
Figura 11. Mapa de localização do gasoduto Sertãozinho/SP – São Carlos/SP	41
Figura 12. Mapa de localização do gasoduto Seropédica/RJ – Japeri/RJ	45
Figura 13. Mapa de localização do gasoduto Iacanga/SP – Uberaba/MG.....	50
Figura 14. Mapa de localização do gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA – Imperatriz/MA	56
Figura 15. Mapa de localização das alternativas estudadas no PIG 2019, 2020, 2022 e 2024.	65
Figura 16. Superfície de custo e traçados elaborados para gasoduto incluído no ciclo 2024 do PIG	79
Figura 17. Mapa de Áreas de Relevância Socioambiental do Gasoduto Porto Murtinho/MS – Campo Grande/MS.....	81
Figura 18. Mapa de Áreas de Relevância Socioambiental do Gasoduto Uruguaiana/RS – Triunfo/RS	82
Figura 19. Mapa de Áreas de Relevância Socioambiental do Gasoduto Siderópolis/SC – Porto Alegre/RS.....	83
Figura 20. Mapa de Áreas de Relevância Socioambiental do Gasoduto Duque de Caxias/RJ – Taubaté/SP.....	84
Figura 21. Mapa de Áreas de Relevância Socioambiental do Gasoduto Sertãozinho/SP – São Carlos/SP	85
Figura 22. Mapa de Áreas de Relevância Socioambiental do Gasoduto Seropédica/RJ – Japeri/RJ	86
Figura 23. Mapa de Áreas de Relevância Socioambiental do Gasoduto Iacanga/SP – Uberaba/MG.....	87
Figura 24. Mapa de Áreas de Relevância Socioambiental do Gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA – Imperatriz/MA.....	88

■ Lista de Tabelas

Tabela 1. Desafios e recomendações para a implantação do gasoduto Porto Murtinho/MS - Campo Grande/MS.....	21
Tabela 2. Custos associados ao projeto do gasoduto Porto Murtinho/MS – Campo Grande/MS....	22
Tabela 3. Desafios e recomendações para a implantação do gasoduto Uruguaiana – Triunfo (RS).	26
Tabela 4. Custos associados ao projeto do gasoduto Uruguaiana/RS – Triunfo/RS	28
Tabela 5. Desafios e recomendações para a implantação do gasoduto Siderópolis/SC – Porto Alegre/RS.....	32
Tabela 6. Custos associados ao projeto do gasoduto Siderópolis/SC – Porto Alegre/RS.....	34
Tabela 7. Desafios e recomendações para a implantação do gasoduto Duque de Caxias (RJ) – Taubaté (SP)	38
Tabela 8. Custos associados ao projeto do gasoduto Duque de Caxias/RJ – Taubaté/SP.....	39
Tabela 9. Desafios e recomendações para a implantação do gasoduto Sertãozinho – São Carlos (SP)	43
Tabela 10. Custos associados ao projeto do gasoduto Sertãozinho/SP – São Carlos/SP	44
Tabela 11. Desafios e recomendações para a implantação do gasoduto Seropédica – Japeri (RJ) ..	48
Tabela 12. Custos associados ao projeto do gasoduto Seropédica/RJ – Japeri/RJ	49
Tabela 13. Desafios e recomendações para a implantação do gasoduto Porto Murtinho/MS - Campo Grande/MS.....	53
Tabela 14. Custos associados ao projeto do gasoduto Iacanga/SP – Uberaba/MG.....	55
Tabela 15. Desafios e recomendações para a implantação do gasoduto Santo Antônio dos Lopes – Imperatriz/MA.....	58
Tabela 16. Custos associados ao projeto do gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA – Imperatriz/MA	59
Tabela 17. Informações e impactos dos investimentos do PIG sobre o PIB e o emprego	62
Tabela 18. Projetos de Gasodutos de Transporte analisados no ciclo do PIG 2024	63
Tabela 19. Andamento dos projetos de gasodutos de transporte analisados no PIG 2019, 2020 e 2022.....	66
Tabela 20. Resumo dos projetos de gasodutos de transporte por edição do PIG	68

1. Introdução

O Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG) faz parte de um conjunto de estudos produzidos pela EPE a fim de reduzir a assimetria de informação e colaborar com o planejamento e o desenvolvimento da indústria do gás natural no Brasil. O PIG é um produto multidisciplinar que envolve diversas áreas da EPE e apresenta alternativas de gasodutos de transporte em nível conceitual visando: aumentar a robustez da infraestrutura, a segurança do suprimento, a conexão de áreas não atendidas por gás natural e a interligação de ofertas e demandas isoladas entre si.

A primeira edição do PIG foi publicada em 2019 e teve por objetivo principal estudar a interconexão de novas fontes de oferta, entre elas os novos Terminais de Regaseificação de GNL, à malha integrada de gasodutos de transporte (EPE, 2019). Já a segunda edição do PIG foi publicada em 2020 e avaliou algumas alternativas de gasodutos que buscavam aumentar a integração da indústria de gás natural e disponibilizar este energético a novos mercados consumidores, com ênfase na interligação de novas capitais à malha de gasodutos de transporte (EPE, 2020a). Na sequência, a edição de 2022 (EPE, 2022a) elaborou alternativas baseadas no atendimento a capitais e regiões metropolitanas que ainda não possuíam fornecimento de gás natural, conexão de novas ofertas a novos mercados consumidores e a busca pelo aumento da capacidade de exportação de gás natural da Região Sudeste para a região São Paulo-Sul.

Na presente edição do PIG, os projetos estudados foram definidos com base em diretrizes que tinham como objetivo nortear a escolha dos projetos, levando em conta o panorama e conjuntura atual da indústria de gás natural brasileira. A primeira diretriz envolve a elaboração de alternativas para movimentação de gás argentino para abastecimento do mercado brasileiro de gás natural, em função das incertezas quanto à capacidade de fornecimento da Bolívia, bem como pelo fortalecimento das discussões entre Brasil e Argentina sobre o tema, resultando em assinatura de Memorando de Entendimento entre os países (BRASIL, 2024a).

A segunda diretriz envolve projetos que são reforços da malha de gasodutos existente. Os projetos desta diretriz também possuem sinergia com a primeira, pois possibilitam fornecimento de gás natural alternativo ao importado da Bolívia, tanto através do Pré-sal da Região Sudeste quanto pela possibilidade de transporte de gás importado da Argentina que entre no trecho mais ao sul do GASBOL.

A terceira diretriz versa sobre projetos de gasodutos para o transporte de biometano até a malha integrada, o que possibilitaria o fornecimento deste insumo renovável a clientes interessados na descarbonização de seus portfólios de insumos energéticos. Esta diretriz tem especial destaque em função das discussões trazidas pelo Decreto nº 12.153/2024 (BRASIL, 2024b) e pela Lei nº 14.993/2024 chamada Lei do Combustível do Futuro (BRASIL, 2024c).

Por fim, a quarta diretriz do PIG 2024 visa à interiorização de gás natural, possibilitando o fornecimento do energético para regiões ainda não atendidas ou atendidas por meio de outro modo de transporte, permitindo ampliação das demandas por gás, com foco nas indústrias, e/ou substituição de combustíveis com maiores níveis de emissão de gases do efeito estufa.

Seguindo estas diretrizes, são apresentadas no PIG as análises realizadas pela EPE quanto aos gasodutos de transporte que podem vir a ser implementados nos próximos anos no Brasil, de forma indicativa, com base em estudos de oferta e demanda, além de análises técnico-econômicas e socioambientais. Mais especificamente, com base no detalhamento espacial da oferta e da demanda previstas de gás natural e biometano no Brasil, o PIG também propõe e analisa

alternativas de gasodutos de transporte indicativos que possam interligar as ofertas e as demandas potenciais de gás natural e biometano à malha integrada, ou mesmo conectá-las entre si, no caso de sistemas isolados. A metodologia utilizada no presente estudo é esquematizada na **Figura 1**.



Figura 1. Metodologia de análise de alternativas para expansão da malha de gasodutos de transporte

Fonte: Elaboração própria EPE.

Primeiramente, com base nos estudos de oferta e demanda realizados pela EPE, e em informações complementares, são elaboradas alternativas de gasodutos a serem estudadas. Além de conexões pontuais entre oferta e demanda, as alternativas podem incluir a conexão de novas ofertas ao Sistema de Transporte de Gás Natural (STGN), ou a conexão do STGN a novas demandas ainda não atendidas.

A análise socioambiental auxilia na escolha dos traçados referenciais. Após a definição do traçado, é realizado o dimensionamento do projeto, definindo-se o diâmetro do gasoduto e outras características técnicas através de simulações termofluido hidráulicas. Em seguida, estimam-se os custos de investimento (CAPEX) de cada uma das alternativas de gasodutos de transporte.

Finalmente, de posse dos valores de CAPEX dos projetos, são realizadas estimativas de impactos que os investimentos elaborados no PIG 2024 poderiam ter em relação à geração de emprego e renda no Brasil, destacando-se que estas estimativas se caracterizam como um aprimoramento do PIG 2024 em relação às edições anteriores do Plano.

Dada a atual conjuntura da indústria de gás brasileira, principalmente sintetizada nas três primeiras diretrizes utilizadas nesta edição do PIG (ampliação da oferta Argentina juntamente com a redução do volume de importação de gás boliviano, ampliação da malha e fortalecimento do mercado de biometano), este relatório traz ainda dois capítulos adicionais: o Capítulo 2 apresenta o contexto da integração entre Brasil e Argentina e o Capítulo 3 traz o contexto do biometano na indústria brasileira de gás natural e as premissas de avaliação de gasodutos para o transporte de biometano.

É importante destacar que, na presente edição, o PIG será uma das bases do Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano (PNIIGB) em função de dispositivos legais publicados no ano de 2024, destacando-se nesse sentido, o Decreto nº 12.153/2024 e a Lei nº 14.993/2024.

O Decreto nº 12.153/2024 surge como resultado das discussões do Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar (GT-GE) com o objetivo de acelerar a abertura do mercado de gás natural, bem como a promoção de investimentos neste setor ao longo dos próximos anos. O Decreto busca um planejamento de forma integrada para desenvolver infraestrutura 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 governo. O Decreto cria PNIIGB que será elaborado pela EPE. Durante a construção do PNIIGB, os Planos Indicativos de

gás natural da EPE (PIG, PIPE e PITER) serão utilizados para auxiliar na definição das melhores alternativas a serem apresentadas.

A Lei do Combustível do Futuro (Lei nº 14.993/2024) traz uma série de iniciativas para promover a mobilidade sustentável de baixo carbono bem como a estocagem geológica de carbono, estabelecendo diretrizes para o mercado de combustíveis sustentáveis. A Lei se caracteriza como um importante passo na evolução da matriz energética brasileira, visando à descarbonização, produção de biocombustíveis e transição energética, o que auxiliará o Brasil no atingimento das metas climáticas mundiais. Esta Lei cria, ainda, o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano que visa, entre outros, fomentar projetos de infraestrutura que permitam a conexão de plantas de produção de biometano com as redes de distribuição e transporte de gás natural, desde que sejam economicamente viáveis. Neste sentido, o PIG surge como uma das ferramentas para apresentar a localização e custos de infraestrutura necessários para aproveitamento desse biometano, buscando a redução da assimetria de informações sobre esse energético e incentivar o desenvolvimento desse mercado.

Cumpra destacar que cada versão do PIG complementa, e não substitui, a anterior, permitindo à sociedade ter uma variedade ampla de alternativas possíveis para o suprimento de gás natural no Brasil. Por este motivo, cada nova edição traz uma atualização dos projetos anteriormente estudados em sua última seção, demonstrando seus andamentos em direção ao início de operação.

Por fim, na presente edição do PIG foi incluído um resumo das características físicas e os CAPEX dos projetos de todas as edições do plano até o momento, destacando-se uma atualização destes valores. Esta atualização do CAPEX decorre de aprimoramentos metodológicos e ferramentais do PIG, mantendo-se as condições econômicas e de data-base utilizadas nos projetos originais, conforme utilizadas na edição de origem.

2. Contexto da Integração Gasífera entre Brasil e Argentina

A integração gasífera entre Brasil e Argentina já existe, porém nunca foi concluída na sua plenitude. Os países são hoje conectados apenas pelo gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre (GASUP) Trecho 1, uma fração do projeto original que foi dividido em três trechos, sendo que somente dois deles foram construídos. A **Figura 2** destaca a infraestrutura na região.

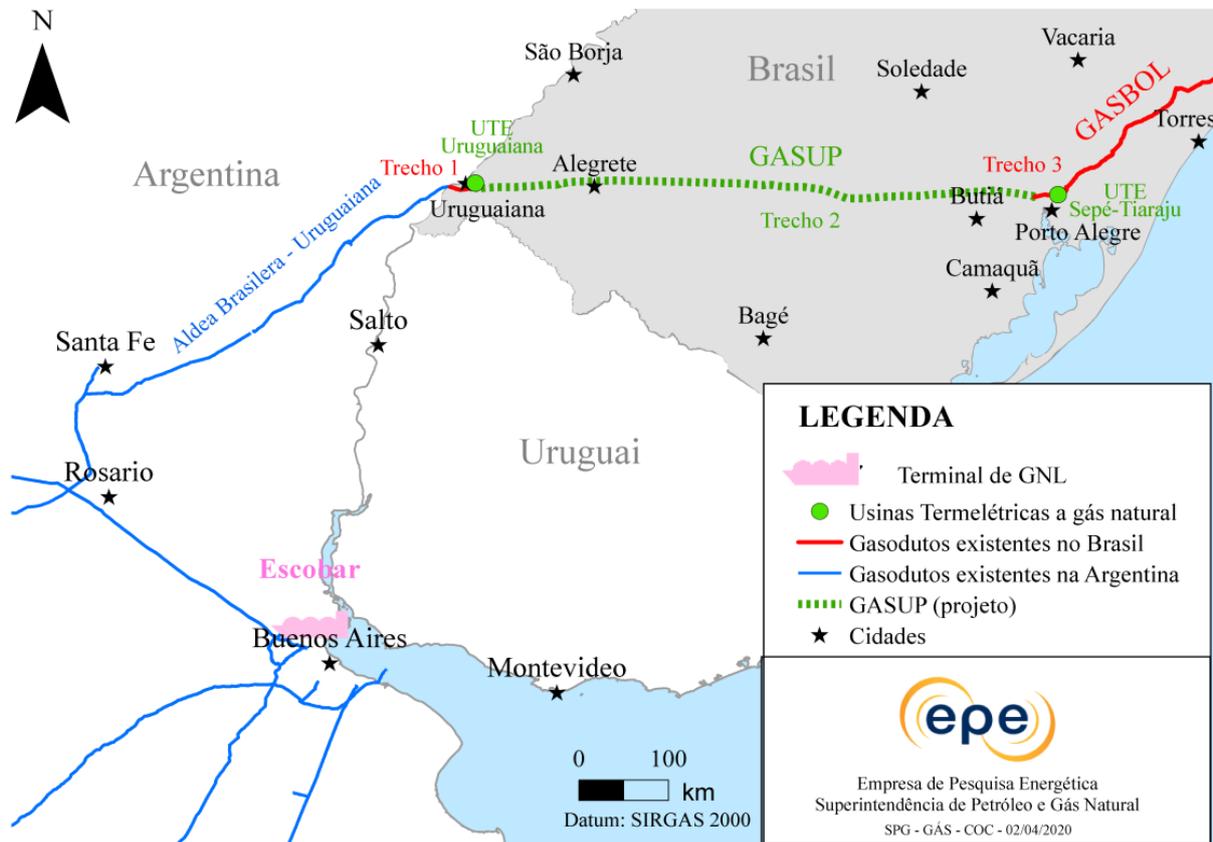


Figura 2. Infraestrutura de gás natural existente próxima à Uruguaiana/RS

Fonte: EPE (2020b).

O projeto, concebido no final dos anos 1990, buscava conectar Porto Alegre/RS à Argentina na cidade fronteiriça de Uruguaiana/RS através de um gasoduto de 615 km com o intuito de importar gás argentino para o Brasil. Contudo, apenas 25 km em cada extremo, totalizando 50 km, foram concluídos no ano de 2000.

A transportadora responsável pelo gasoduto é a Transportadora Sulbrasileira de Gás (TSB), um consórcio entre Petrobras, Ipiranga, Repsol e TotalEnergies. O trecho que conecta os dois países, de 25 km de extensão e diâmetro de 24 polegadas, tem capacidade de escoar até 15 milhões de m³/dia. Seu traçado se inicia na fronteira entre Brasil e Argentina, no leito do Rio Uruguai, e finaliza no ponto de entrega da UTE Uruguaiana, termelétrica atualmente da empresa Âmbar Energia, do Grupo J&F. A usina possui potência instalada de 639 MW, o que consumiria cerca de 2,8 milhões de m³/dia de gás natural, e é uma usina do tipo *merchant*, que comercializa energia no mercado de curto prazo (EPE, 2020b; EIXOS, 2023).

Para que a termelétrica opere, é necessário que o Brasil importe gás natural da Argentina (por vezes, realizando *swap*, ou troca, de gás), sendo que estas operações geralmente possuem elevados

custos. Dessa forma, a UTE é despachada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) apenas em situações emergenciais e de forma temporária.

Do lado argentino, o gasoduto que transporta o gás até a fronteira com o Brasil é o gasoduto Aldea Brasileira-Uruguaiana, operado pela Transportadora de Gas Del Mercosur (TGM). O duto possui 437 km de extensão, 24 polegadas e capacidade de transporte de até 15 milhões de m³/dia assim como o GASUP (EPE, 2020b; CGC, 2024).

Na época, os motivos que levaram a não conclusão do trecho restante do GASUP, entre Uruguaiana/RS e Triunfo/RS, tem relação direta com o declínio da produção de gás natural da Argentina em decorrência da falta de investimentos necessários na fase de exploração e produção de gás no início dos anos 2000. Nesse período, a Argentina passou de exportador para importador líquido de gás natural. Soma-se a este fato, a ausência de demandas âncoras, na época, ao longo do traçado onde passaria o duto, no Rio Grande do Sul (ENGIE, 2023).

Desta época até os dias atuais, a Argentina não deixou de ser importadora líquida de gás natural, assim como o Brasil. Os dois países compram gás boliviano e importam cargas de GNL para atender parte de suas demandas internas e picos de consumo. No entanto, o avanço nas explorações da reserva de Vaca Muerta, na Argentina, tende a transformar a Argentina em um exportador líquido de gás natural. Com esse potencial de produção de gás e a possibilidade de preços competitivos na Argentina, o Brasil vem apresentando grande interesse em adquirir o excedente de gás do país vizinho.

Após uma série de discussões em níveis ministeriais, Brasil e Argentina assinaram, durante os encontros do G20 no Brasil, em novembro de 2024, um Memorando de Entendimento (Memorandum of Understanding – MoU) para viabilizar a exportação de gás natural argentino ao Brasil. O ato criou um grupo de trabalho bilateral para identificar as medidas necessárias para viabilizar a oferta de gás natural argentino, em destaque para o Gás de Vaca Muerta. Dentre as medidas, se destacam o estudo da viabilidade econômica das rotas logísticas, considerando a possível expansão da infraestrutura existente dos dois países, por meio da qual estima-se uma viabilidade de movimentação de 2 milhões de m³/dia no curto prazo, aumentando nos próximos 3 anos para 10 milhões de m³/dia, até atingir 30 milhões de m³/dia em 2030.

O grupo deverá buscar o uso da infraestrutura já existente nos dois países, permitindo a exportação do gás argentino no menor tempo e com o menor custo possível. Para isso, o grupo formado deverá identificar meios para viabilizar o projeto e a construção de infraestruturas necessárias para interconectar os gasodutos existentes de cada país. Os benefícios esperados com a assinatura do memorando é aumentar a oferta de gás natural e promover a reindustrialização do Brasil, com foco em indústrias de fertilizantes, vidro, cerâmica e petroquímicos (BRASIL, 2024a).

As rotas a serem avaliadas pelo grupo de trabalho são: via Bolívia (inversão do fluxo de gás natural do gasoduto entre Bolívia e Argentina); via Paraguai (construção de gasoduto pelo Chaco Paraguai); direto pelo Rio Grande do Sul (conexão com Uruguaiana); e via Uruguai (interconexão com o Rio Grande do Sul pelo território uruguaio). O grupo de trabalho poderá ainda avaliar alternativas de exportação de gás da Argentina para o Brasil, o que permite aventar a possibilidade de integração por meio de gás natural liquefeito (GNL), pela via marítima (BRASIL, 2024a). A **Figura 3** mostra esquematicamente as opções de importação de gás da Argentina pelo Brasil (BRASIL, 2024a).



Figura 3. Alternativas de importação de gás natural produzido na Argentina
Fonte: Elaboração própria EPE.

A opção mais rápida dentre as citadas é a inversão do fluxo do Gasoduto do Norte na Argentina para ofertar gás natural para o Brasil via Bolívia. Esta possibilidade de reverter o fluxo, atualmente no sentido da Bolívia para a Argentina, já foi também apresentada pela Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), empresa que opera o Sistema Integrado Boliviano de Transporte de Gás Natural. Esse sistema possui mais de 1.000 km de gasodutos existentes atravessando a Bolívia e conectando-a aos dois países vizinhos, Brasil e Argentina, para atendê-los com o suprimento de gás dos campos bolivianos. Com a reversão do fluxo, a YPFB passaria a transportar o gás argentino e o próprio gás boliviano, fornecendo-os para o mercado do Brasil, via conexão com o GASBOL no município de Corumbá/MS (YPFB, 2024; AGÊNCIA GOV, 2024).

Outra opção, é a construção de um gasoduto paraguaio interligando a rede argentina à brasileira. A proposta do governo paraguaio para trazer o gás argentino está em fase de projeto preliminar e consistiria em um gasoduto que se iniciaria na província de Salta, na Argentina, atravessaria o Paraguai e terminaria em Carmelo Peralta, na fronteira entre Paraguai e Brasil (vizinho ao município de Porto Murtinho, no Mato Grosso do Sul). Do lado brasileiro, seria necessário um gasoduto de transporte que viria a se conectar à malha integrada no GASBOL (REUTERS, 2024). O trecho brasileiro dessa conexão foi estudado neste PIG e é detalhado na subseção 4.1. Trata-se de uma alternativa que conectaria os municípios de Porto Murtinho/MS a Campo Grande/MS, com uma extensão estimada de 392 km.

A conexão direta no Rio Grande Sul é a opção já mencionada nesta seção e trata-se da finalização do trecho remanescente do GASUP, ligando Uruguaiana/RS a Triunfo/RS. Em um novo contexto, com o aumento da produção de gás argentino, onde a Argentina se tornaria um exportador líquido de gás natural novamente na América do Sul, o gasoduto voltaria a ganhar destaque como uma alternativa para o aumento da integração gasífera entre Brasil e Argentina.

O projeto Uruguaiana-Porto Alegre (Trecho 2), já autorizado pela ANP em 2000, além de conectar a oferta de gás natural argentino à malha integrada brasileira, poderia também prover gás para regiões hoje não atendidas do Rio Grande do Sul, onde estão importantes cidades desse estado e com potencial de demanda relevante (EPE, 2019). O trecho dessa conexão já foi objeto de estudo do PIG 2019 e foi novamente estudado neste ciclo do Plano com intuito de atualizar as informações já estudadas anteriormente diante do cenário de integração iminente entre os dois países. A alternativa é estimada em 593 km de extensão e é mais bem detalhado na subseção 4.2.

Para as demais rotas, como a por via gasoduto pelo Uruguai e a por meio de importação de cargas de GNL, não foram estudadas neste ciclo do PIG. Contudo, em relação à interligação via Uruguai, destaca-se que a alternativa aproveitaria o gasoduto já construído entre Argentina e Uruguai, o Gasoduto Cruz del Sur, e se estenderia até o Rio Grande do Sul por 415 km em território uruguaio e por 505 km em território brasileiro (MEJOR ENERGIA, 2023). Já em relação a forma de importação via cargas de GNL, assume-se que estas seriam regaseificadas nos terminais de GNL existentes no Brasil e não haveria necessidade imediata de nenhuma proposta de gasoduto de transporte vinculado a terminais para que fosse objeto de estudo deste Plano.

Por fim, ressalva-se que para que o gás argentino proveniente de Vaca Muerta seja exportado ao Brasil ainda seriam necessários investimentos na malha de gasodutos argentina. Os projetos essenciais para viabilizar a exportação foram a recente conclusão do projeto de reversão do Gasoduto do Norte (para o caso da exportação via Bolívia e Paraguai) e a obra da segunda fase do projeto do Gasoduto Presidente Néstor Kirchner, que juntos permitiriam exportar o gás de Vaca Muerta para os países vizinhos e para algumas províncias no norte da Argentina (ARGENTINA, 2024; ENERGIA ARGENTINA, 2024). Para a conexão via Uruguaiana, porém, outras obras de adequação também seriam necessárias no gasoduto Aldea Brasileira-Uruguaiana, de modo a atender as expectativas projetadas de vazão do intercâmbio de gás natural entre os dois países.

Do lado brasileiro, ainda sobre a rota por Uruguaiana e pela rota via Uruguai, tais alternativas, ao se conectarem ao GASBOL trecho Sul, resultariam em reversão de fluxo e consequente necessidade de expansão na capacidade de escoamento neste trecho para que a vazão esperada após 2030 consiga fluir para estados mais ao norte do Rio Grande do Sul. A característica telescópica do GASBOL, especialmente no trecho Sul, atualmente já é uma restrição de infraestrutura que impede maiores volumes de gás chegar aos estados do Sul e é apontada sistematicamente ao longo dos ciclos do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE).

O PIG 2019 estudou uma possibilidade de duplicação do trecho extremo sul do GASBOL, entre Siderópolis/RS até Porto Alegre/RS com intuito de aumentar a capacidade de escoamento. Neste ciclo do PIG, esta alternativa foi reavaliada já que, somada às necessidades de aumento de capacidade no fluxo atual, adiciona-se a possibilidade de reversão do fluxo para escoar o gás argentino. Assim, a alternativa Siderópolis/RS – Porto Alegre/RS, de 249 km de extensão, é atualizada e detalhada na subseção 4.3.

3. O Biometano no Contexto Brasileiro

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.

A Agência Internacional de Energia projeta que a produção de biometano global dobrará entre 2023 e 2027, fundamentando essa expectativa primordialmente com projetos na Europa, nos Estados Unidos e no Brasil (IEA, 2024). No caso brasileiro, as atividades agropecuárias, junto aos resíduos urbanos, compõem um potencial de produção de biometano significativo que pode contribuir para diversificar e aumentar a oferta de gás de forma renovável.

Dentre as alternativas para conectar a produção de biometano até o consumidor final, consideram-se diferentes modos de transporte e distribuição, a depender da escala e dispersão dos pontos de oferta de gás, dentre eles: a movimentação de gás natural comprimido (GNC) ou de gás natural liquefeito (GNL) e os gasodutos de transporte e de distribuição.

Considerando que as redes de gás natural são infraestruturas com papéis essenciais na segurança energética e na promoção da competitividade da indústria brasileira, a presente edição do PIG propõe a avaliação de gasodutos de transporte para a conexão de biometano na malha integrada.

3.1. Definições Técnicas

O biometano é um combustível renovável gasoso, constituído essencialmente de metano (CH₄). Desde que atenda às regulações da ANP que tratam de sua especificação e seu controle de qualidade, o biometano pode ser considerado intercambiável com o gás natural, qualificando-o como um substituto ou complemento *drop-in*, isto é, que possui composição química análoga e pode compartilhar indistintamente as infraestruturas logísticas e equipamentos de utilização do gás de origem fóssil.

A origem do biometano é a decomposição anaeróbia da biomassa, principalmente de resíduos orgânicos. Esse processo ocorre naturalmente, por exemplo, em aterros sanitários, mas pode ser promovido em reatores (biodigestores) que o otimizam.

Inicialmente, o produto gerado é o biogás, um gás bruto que contém, além do metano (50-70% em volume), proporções significativas de dióxido de carbono (CO₂, 30-50%), bem como outros contaminantes em menor quantidade, com destaque para o sulfeto de hidrogênio (H₂S).

O biometano é obtido pela purificação do biogás, etapa que o enriquece em metano para aumentar seu poder calorífico até níveis compatíveis ao gás natural. A regulação em vigor exige concentrações de metano acima de 90%¹ e limitação de impurezas danosas. A **Figura 4** ilustra as etapas de produção do biogás e do biometano.



Figura 4. Etapas de obtenção do biometano a partir de resíduos orgânicos.

Fonte: Adaptado de EPE-CIBIOGÁS, 2023.

A equiparação entre gás natural e biometano vem sendo reforçada no contexto da evolução do arcabouço legal do setor. A Lei do Gás (nº 14.134/2021) define gás natural como "todo hidrocarboneto que permanece em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, cuja composição poderá conter gases úmidos, secos e residuais". O gás que não se enquadrar nesta definição de gás natural poderá ter tratamento equivalente, desde que aderente às especificações estabelecidas pela ANP. O Decreto nº 10.712/2021, que regulamenta a Lei do Gás, dispõe que o "biometano e outros gases intercambiáveis" terão tratamento regulatório equivalente ao gás natural, enfatizando a necessidade de atendimento às especificações do regulador.

3.2. Mercado Brasileiro e Políticas Públicas

Segundo levantamento do CIBiogás (2024), o Brasil tem mais de mil plantas de biogás em operação, incluindo diversas matérias-primas e formas de aproveitamento energético, como a geração de energia elétrica, térmica, mecânica e a produção de biometano.

Até a data de elaboração deste documento, havia oito produtores de biometano com autorização de operação da ANP, somando 615 mil m³/dia² de capacidade instalada. Dessas instalações, seis obtêm o biometano de aterros sanitários, enquanto duas são ligadas a usinas do setor sucroenergético e realizam o aproveitamento de resíduos do processamento de cana-de-açúcar como principal matéria-prima para o biometano (ANP, 2024a).

¹ A ANP faz distinção entre o biometano oriundo de produtos e resíduos orgânicos agrossilvopastoris e comerciais, especificado pela Resolução 906/2022, e aquele de aterros sanitários e de estações de tratamento de esgoto (ETE), sob a Resolução 886/2022. O biogás de aterros e ETEs pode conter contaminantes como siloxanos, clorados e fluorados, e, nesse caso, a ANP adota uma metodologia de análise de risco e gerenciamento de barreiras para o controle da qualidade do biometano.

² A Resolução ANP nº 734, de 28 de junho de 2018, define a capacidade de produção de biocombustíveis gasosos como sendo a vazão volumétrica diária (m³/dia), considerando a capacidade máxima dos equipamentos e especificando as condições de temperatura e pressão. No Relatório Dinâmico de Autorizações de Biometano (ANP, 2024a) são informadas as capacidades de biometano em Nm³/dia, isto é, nas condições normais de temperatura e pressão. Portanto as capacidades autorizadas em operação e em construção referem-se a Nm³/dia, contudo estão redigidas em m³/dia por simplificação da nomenclatura utilizada neste estudo.

A ANP também divulga as usinas em construção. Constam trinta e uma novas instalações de biometano, que, caso concretizadas, poderão adicionar 1,2 milhão m³/dia e triplicar a capacidade em operação. Segundo o cronograma divulgado, seis dessas usinas já estão com as obras concluídas e aguardam a autorização para início de operação, enquanto as restantes têm previsão de conclusão até o fim de 2026 (ANP, 2024a). Isto é, há uma perspectiva de expansão do biometano no curto prazo, em termos de número de produtores e da capacidade de produção. A atratividade para a produção de biometano avança à medida que o setor ganha cada vez mais reconhecimento nas políticas públicas e conforme cresce o interesse, junto ao mercado, de combustíveis renováveis visando ao cumprimento de metas de emissões, fatores que vêm contribuindo para promover o desenvolvimento do potencial desse biocombustível.

No âmbito do RenovaBio³, a rota do biometano tem a menor intensidade de carbono média certificada entre os biocombustíveis do programa. Isso significa que a geração de créditos de descarbonização (CBIO) é a maior por unidade de energia comercializada, tendo potencial para se tornar fonte de receita importante aos produtores.

Por sua vez, o enquadramento do biometano no REIDI⁴ permite diminuir o montante de investimento na instalação dos projetos. Ao menos dezessete usinas se qualificaram ao benefício desde 2022, quando foi implementado, com as estimativas dos empreendedores apontando entre 6% e 11% de redução nos custos das obras. O impulsionamento à viabilidade econômica dos projetos conta também com financiamento em condições favoráveis. Nesse contexto, evidencia-se o papel do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e o acesso a recursos do Fundo Clima para os investimentos, entre outros⁵.

Em outubro de 2024 foi sancionada a Lei do Combustível do Futuro (Lei nº 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 objetivo estimular a pesquisa, a produção, a comercialização e o uso do biometano e do biogás na matriz energética brasileira.

O texto legal determina que o CNPE definirá metas anuais para redução de emissões de gases do efeito estufa pelo setor de gás natural, a ser cumprida pelos produtores e importadores. O início do Programa se dará em janeiro de 2026 com meta pré-estabelecida de 1%, valor que não poderá ultrapassar o limite de 10%. O cumprimento da meta pode se dar pela aquisição de Certificados de Garantia de Origem de Biometano (CJOB), instrumento que ainda será regulamentado. O CJOB poderá viabilizar a separação da molécula de seu atributo ambiental e melhorar a valorização e o rastreamento da característica renovável e da redução de emissões do biometano adquirido através deste certificado.

Além das iniciativas no âmbito federal, os estados também vêm apresentando soluções para o biometano. Uma série de políticas para o biogás e o biometano foram aprovadas em leis estaduais visando ao aproveitamento dos recursos regionais e a construção de cadeias produtivas (ABIÓGÁS, 2024). A atribuição constitucional da prestação dos serviços locais de gás canalizado às unidades da

³ Política Nacional de Biocombustíveis – RenovaBio, criado pela Lei 13.576 de 2017.

⁴ O Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura, criado pela Lei nº 11.488, de 15/6/2007, suspende a exigência de PIS/PASEP e Cofins na venda ou importação de bens e serviços destinados às obras de infraestrutura no setor de energia, entre outros. Os procedimentos para aprovação de projetos do setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis estão regulamentados por meio da Portaria Normativa nº 19/GM/MME, de 16/8/2021.

⁵ O Programa Fundo Clima do BNDES se destina a aplicar a parcela de recursos reembolsáveis do Fundo Nacional sobre Mudança do Clima (“FNMCM”), ou Fundo Clima, criado pela Lei nº 12.114, de 9/12/2009, regulamentada pelo Decreto nº 9.578, de 22/11/2018, e alterado pelo Decreto nº 11.549, de 05/06/2023 (BNDES, 2023; 2024a; 2024b; 2024c; Teixeira et al., 2024).

federação exprime a relevância do comprometimento dessa esfera. Ressaltam-se medidas de companhias distribuidoras locais (CDLs) para integrar o biometano às suas atividades, como chamadas públicas de aquisição de oferta e investimentos para a conexão dos produtores à malha (EPE-CIBIOGÁS, 2023; ABEGÁS, 2024a; ENERGIAHOJE *apud* ABEGÁS, 2024b).

No contexto de integração do biometano na matriz energética nacional, o Decreto nº 12.153/2024 reforça as competências da ANP e da EPE já estabelecidas na Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021), na Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/1997) e na Lei nº 10.847/2004 (que criou a EPE), e, por meio de alterações no Decreto nº 10.712/2021, dispõe sobre suas atribuições no processo de planejamento e de outorga de autorização das infraestruturas do setor de gás natural, incluindo as do combustível de origem renovável.

Assim, o Decreto nº 12.153/2024 cria a figura do Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano, a ser realizado pela EPE. Na elaboração desse Plano, a EPE considerará o atendimento à demanda estimada no horizonte decenal, em sinergia com as indicações do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), considerando os demais estudos sobre a expansão das infraestruturas do setor de gás natural, inclusive seus derivados, biometano e energéticos equivalentes. Nesse sentido, o presente ciclo do PIG inaugura uma avaliação preliminar de gasodutos de transporte de biometano para conexão na malha integrada.

3.3. Localização e Vazão de Biometano Disponível para Conexão na Malha de Transporte

A avaliação de gasodutos como alternativas de transporte de biometano para conexão na malha integrada requer a localização dos pontos de recebimento e a estimativa da vazão de biometano disponível. Resultaram da análise, neste ciclo do PIG: um gasoduto para transporte de biometano oriundo de plantas integradas a usinas sucroenergéticas e um gasoduto com origem em uma planta de produção de biometano de aterro sanitário.

Os gasodutos propostos estão alinhados com o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano, que tem entre seus objetivos “fomentar projetos de infraestrutura que permitam a conexão de plantas de produção de biometano com as redes de distribuição e transporte de gás natural, desde que sejam economicamente viáveis”.

3.3.1. Biometano de usinas sucroenergéticas

O biometano considerado nas análises consiste nos volumes potencialmente obtidos pela purificação do biogás produzido anualmente a partir da torta de filtro e vinhaça, que são os principais resíduos do processamento da cana-de-açúcar e da produção de etanol (EPE, 2023)

Dada a dispersão das ofertas potenciais de biometano no território nacional, é necessário avaliar os volumes disponíveis para concentrá-los em pontos de coleta para conexão à malha de transporte de gás natural no País, com vistas a estudar os projetos de gasodutos em termos de viabilidade técnica e econômica, como também comparar seus ganhos de escala e redução de custos em relação a outros modos de integração da produção de biometano na malha.

Para a localização do ponto de recebimento do biometano no duto, realiza-se uma análise espacial das usinas sucroenergéticas no Brasil. A partir dos dados georreferenciados das usinas, um

mapa de calor pode ser gerado utilizando a ferramenta Densidade de Kernel disponível no software ArcGis Pro⁶, considerando, como fator de ponderação, o volume potencial de biometano produzido anualmente. Dessa forma, é possível identificar concentrações espaciais de produção de biometano, sendo que as colorações mais intensas no mapa correspondem às áreas de maior potencial para definição do ponto de coleta de gás, em função da proximidade de usinas e suas capacidades de oferta de gás, conforme a **Figura 5**.

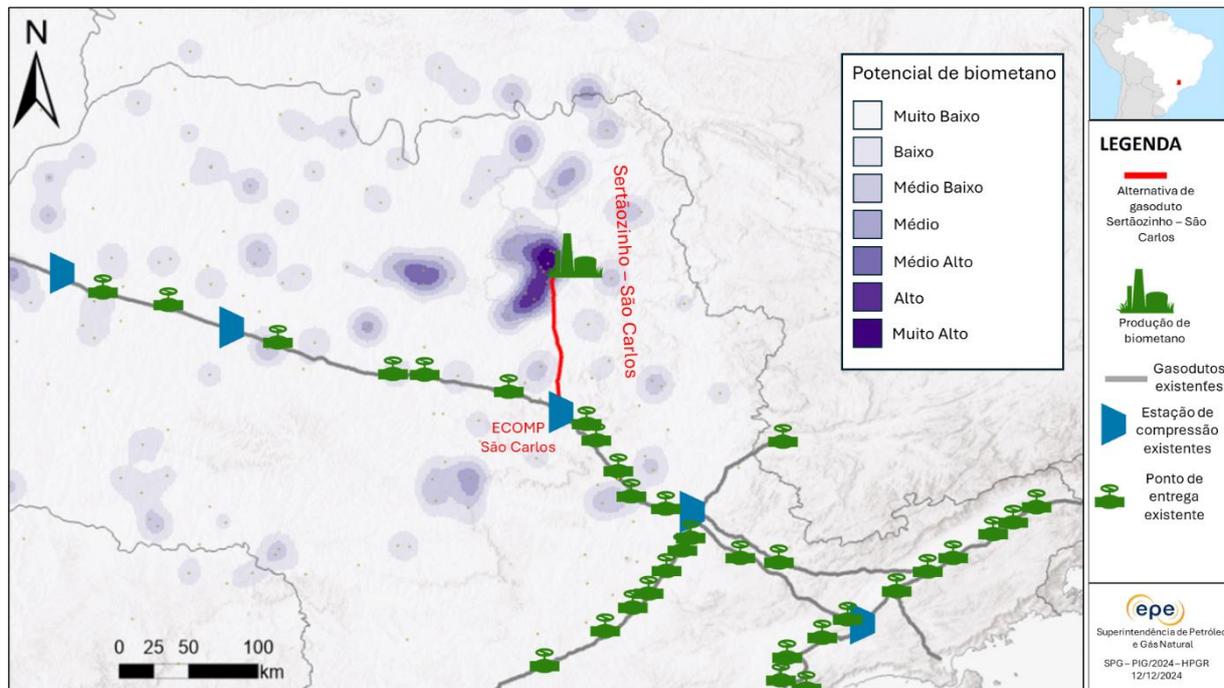


Figura 5. Mapa de calor do potencial de biometano no setor sucroenergético no Sudeste.

Fonte: Elaboração própria EPE.

O mapa mostra uma cor intensa próximo ao município de Sertãozinho, em São Paulo, o que indica uma concentração de usinas com destacado potencial de produção de biometano. Essa região foi escolhida para a implementação de um ponto de recebimento do volume de biometano produzido pelo aglomerado de usinas (*cluster*).

Para a estimativa da vazão disponível no *cluster*, foi considerado o potencial de produção anual de biometano das usinas, como também a sazonalidade da produção de resíduos decorrentes do processamento da cana-de-açúcar e os usos internos do biometano na operação das usinas.

A sazonalidade decorre do período de colheita e processamento da cana-de-açúcar (safra). Como a colheita não ocorre de forma constante ao longo do ano, a produção de torta de filtro e vinhaça também não ocorre de forma regular. No caso da vinhaça, considerou-se que a produção de biogás acompanha o perfil sazonal da produção de etanol do estado de São Paulo, enquanto para a torta de filtro, cujas características favorecem a possibilidade de armazenamento, adotou-se uma produção constante ao longo do ano. Cabe notar que a sazonalidade pode impactar o dimensionamento do duto, dado que a vazão potencial da produção de biometano precisaria ser transportada em um período menor do ano (safra).

⁶ O ArcGIS Pro é um software de Sistema de Informação Geográfica (GIS) desenvolvido pela ESRI usado para visualizar (2D e 3D), criar, gerenciar, analisar, editar e compartilhar dados espaciais.

Como restrição ao potencial de biometano a ser disponibilizado no *cluster*, tomou-se como premissa um consumo interno de biometano para as atividades das usinas em substituição ao diesel, como no abastecimento da frota de caminhões de transporte da cana. Outra limitação avaliada foi a existência de contratos de geração de energia elétrica a partir do biogás, obtidos em leilões do mercado regulado, que podem impedir o direcionamento do recurso para a produção de biometano nos curto e médio prazos.

A partir das características acima descritas, a vazão de biometano das usinas disponibilizada no *cluster* de Sertãozinho/SP foi estimada entre 600 mil m³/dia e 1 milhão m³/dia.

Destaca-se que existem outros fatores que podem impactar o volume total de biometano disponível para injeção na malha integrada de gás natural, por exemplo: a decisão de produção de biogás na usina, as estratégias de negócio e de autoconsumo do produtor sucoenergético etc. Outras incertezas sobre esse potencial se referem a parâmetros utilizados nas estimativas, como a produção de resíduos por usina e os fatores de produção de biogás e biometano, entre outros.

3.3.2. Biometano de aterro sanitário

No Brasil, o biometano produzido a partir do biogás de aterros sanitários também se configura como um potencial de conexão à malha integrada de transporte de gás natural.

O presente ciclo do PIG inclui a avaliação de um gasoduto de transporte de biometano produzido em aterro sanitário, cuja localização do ponto de recebimento de gás foi realizada por meio de uma análise de projetos em operação que utilizam outros modos de transporte até os consumidores finais. Sendo assim, foi selecionada a planta de produção de biometano no aterro sanitário em Seropédica/RJ, a partir da qual será avaliado o transporte por duto até um ponto de interconexão na malha integrada. A vazão de biometano disponível no ponto de recebimento do duto proposto foi considerada igual à capacidade autorizada de 204 mil m³/dia junto à ANP (ANP, 2024b).

4. Detalhamento de Gasodutos de Transporte Indicativos

Em todos os ciclos do PIG, temáticas relevantes e atuais da indústria do gás natural são destacadas e servem de diretrizes para a elaboração de alternativas de gasodutos de transporte que compõem o plano. Ressalta-se que embora as temáticas geralmente se renovem a cada ciclo, as premissas anteriores ainda seguem relevantes e muitas vezes são retomadas em ciclos futuros.

Nesta edição do PIG foram elaboradas alternativas com o objetivo de expandir a integração gasífera entre Brasil e Argentina, tendo em vista o Memorando de Entendimento assinado pelos dois países no encontro do G20 de 2024. Essas alternativas de gasodutos de transporte seriam responsáveis por trazer o gás produzido em Vaca Muerta, na Argentina, até o mercado brasileiro. Espera-se que este gás chegue a preços competitivos e aumente a oferta desse insumo no Brasil, substituindo ou complementando as importações de gás da Bolívia, que atualmente carregam incertezas da sua capacidade de fornecimento para mercados vizinhos no médio e longo prazo. As duas alternativas analisadas neste PIG sobre o tema fazem parte do conjunto de rotas estudadas pelo grupo de trabalho criado por meio do Memorando: a rota via Paraguai (representada pelo gasoduto Porto Murtinho/MS – Campo Grande/MS) e a rota via conexão direta no Rio Grande do Sul (representada pelo gasoduto Uruguaiana/RS – Triunfo/RS).

Além disso, no PIG 2024 apresenta alternativas para gargalos existentes da rede de gasodutos de transporte existente por meio da proposição de alternativas de reforço da malha em dois pontos específicos. O primeiro ponto selecionado para análise foi o trecho sul do GASBOL, que já foi objeto de estudo do PIG 2019, com o gasoduto Siderópolis/RS – Porto Alegre/RS. Além de já necessitar de expansão da capacidade de escoamento de gás na sua condição de operação tradicional atual, com a expectativa da possibilidade de entrada de gás argentino no extremo sul do GASBOL, revertendo o sentido de seu fluxo, é essencial a necessidade de readequação desse trecho. Dessa forma, a alternativa de duplicação do trecho do GASBOL, Siderópolis/RS – Porto Alegre/RS, compõe o grupo de dutos que seriam reanalisados e atualizados neste ciclo.

O segundo ponto de reforço analisado foi o projeto nomeado como Duque de Caxias/RJ – Taubaté/SP no PIG 2022. Esta alternativa é trazida novamente nesta edição devido aos avanços do projeto em nível conceitual do gasoduto e avanços do projeto da ECOMP Japeri junto à ANP e ao órgão ambiental. Ambas as alternativas, Siderópolis/RS – Porto Alegre/RS e Duque de Caxias/RJ – Taubaté/SP, têm sinergia com o tema de importação de gás pelo Brasil por meio de gasodutos, já que podem ser necessárias devido ao aumento ou a redução dessa importação, respectivamente.

O PIG 2024 buscou também introduzir alternativas de gasodutos que conectassem à malha integrada o biometano, tema que também fará parte do Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano (PNIIGB) a ser elaborado pela EPE. A conexão dos polos de produção de biometano à malha integrada de transporte possibilitaria que inúmeros consumidores de gás natural tivessem acesso ao insumo renovável e pudessem ter a oportunidade de descarbonizar os seus portfólios de insumos energéticos. Alinhado ao Decreto nº 12.153/2024 e a Lei nº 14.993/2024, o Plano traz as alternativas Sertãozinho/SP – São Carlos/SP e Seropédica/RJ – Japeri/RJ. A primeira conecta uma importante região sucroalcooleira produtora de biometano no interior do estado de São Paulo à malha integrada na altura da ECOMP São Carlos. A segunda conecta um projeto existente de biometano obtido a partir de gás de aterro sanitário no município de Seropédica/RJ à malha integrada na altura do PE Japeri.

Por fim, neste ciclo do PIG são apresentadas alternativas visando à interiorização de gás natural, possibilitando o fornecimento do combustível para regiões ainda não atendidas ou

atendidas por meio de outro modo de transporte. Neste contexto, uma das alternativas proposta neste tema tem relação com o fortalecimento da pauta de produção nacional de fertilizantes nitrogenados com a retomada do interesse da Petrobras no segmento.

Devido à possibilidade da implantação de uma planta de fertilizantes nitrogenados, planta de metanol, planta de produção de biocombustíveis, entre outras, foi estudada a alternativa Iacanga/SP – Uberaba/MG que, somada às duas alternativas já estudadas nos PIGs 2019 e 2022 (São Carlos/SP – Brasília/DF e Jacutinga/MG – Uberaba/MG), objetiva levar gás até Uberaba/MG, potencial localização de construção da unidade. Como uma segunda alternativa ainda sobre interiorização, estudou-se o projeto de um gasoduto que conecte o Complexo Parnaíba, no Maranhão, até potenciais demandas industriais no oeste do estado ainda sem acesso ao gás natural ou atendidas atualmente por GNL em pequena escala.

Na **Figura 6** são apresentadas as alternativas de projetos de gasodutos de transporte estudados no ciclo do PIG 2024.

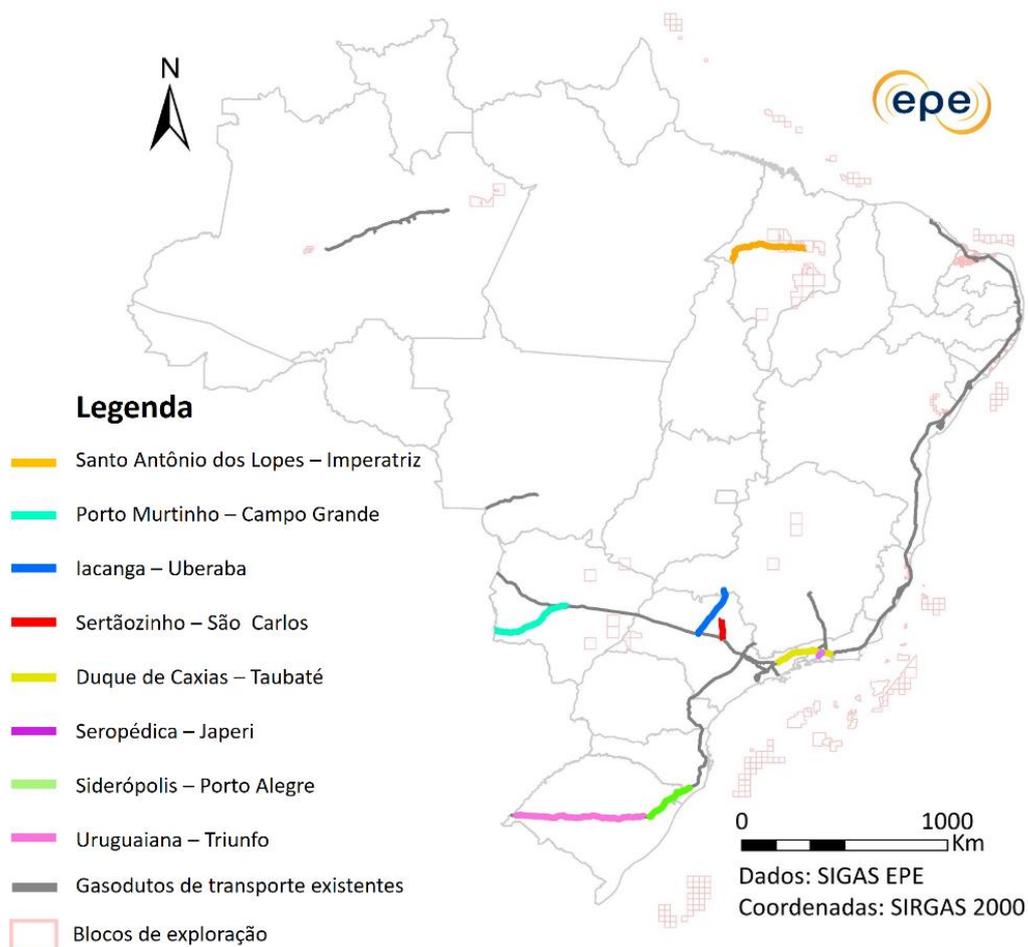


Figura 6. Mapa de localização das alternativas de gasodutos de transporte estudadas

Fonte: Elaboração própria EPE.

É importante ressaltar que as demandas utilizadas para dimensionamento dos dutos deste estudo foram estimadas considerando alternativas de crescimento do consumo, seja por novas demandas ou por substituição de outros energéticos por gás natural.

Para cada alternativa de traçado foram avaliadas as principais características físicas e socioambientais destacando-se, sobretudo, aquelas com maior possibilidade de impactar as estimativas de custos de Construção e Montagem. As análises de traçado foram baseadas em imagens de satélite públicas disponíveis no programa Google Earth® da empresa Google. Além disso, foram utilizados dados georreferenciados, também públicos, como por exemplo, das bases de dados do Webmap EPE (EPE, 2024a), do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), da Agência Nacional de Mineração (ANM), da Fundação Nacional do Índio (FUNAI), do Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária (INCRA) e da Agência Nacional de Águas (ANA).

Posteriormente, os traçados foram analisados mais detalhadamente em termos de aspectos sociais e ambientais, como: áreas indígenas, assentamentos, áreas quilombolas, áreas de preservação ambiental e áreas com interesse arqueológico, entre outros. Com base na presença desses condicionantes, foram feitos ajustes nos traçados a fim de minimizar os possíveis impactos socioambientais, além de indicar recomendações técnicas sobre tais aspectos.

Cabe enfatizar que não foram realizados, no âmbito deste estudo, 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 no âmbito do planejamento conceitual de longo prazo. Sendo assim, os detalhamentos construtivos e socioambientais de cada alternativa deverão ser realizados em etapas posteriores relacionadas ao licenciamento ambiental, ao projeto básico e ao projeto executivo.

Tais detalhamentos nos estudos têm grande importância no âmbito dos Estudos de Viabilidade Técnico-Econômica e Socioambiental – EVTEA de cada projeto e farão parte do escopo das fases seguintes, sendo as empresas interessadas na implementação dos empreendimentos responsáveis pela sua realização. Além disso, as empresas que forem construir e/ou operar, futuramente, algum dos projetos de gasoduto também deverão ser responsáveis pela manifestação de interesse junto aos órgãos governamentais competentes pelas respectivas autorizações e consultas técnicas, tais como as prefeituras e os governos estaduais, os órgãos ambientais, a FUNAI, o IPHAN, o ICMBio, o INCRA, o DNIT, a ANA, a ANP, a ANTAQ e a Marinha, entre outros.

As propostas de traçados foram elaboradas, inicialmente, com base em dados técnicos compilados pela EPE, além de observações gerais sobre as áreas a serem atravessadas e sobre o relevo. Para isso, foram analisados fatores de dificuldade, tais como: o tipo de relevo, as quantidades de travessias de rios e de cruzamentos de estradas, rodovias, a maior ou menor possibilidade de existência de rochas a partir de cartas geológicas e a possível existência de áreas alagadiças. As cartas geológicas em escala regional serviram de base para uma avaliação expedita das possíveis dificuldades de escavação da vala. Posteriormente, deverá ser elaborado um mapeamento geológico-geotécnico com maior detalhe e com a caracterização de solos e de rochas, a fim de estimar, com maior grau de confiabilidade, as suas propriedades e o seu comportamento mecânico.

Buscou-se, sempre que possível, desviar de áreas com fragmentos florestais. Outra premissa considerada foi a proximidade com rodovias e estradas existentes a fim de facilitar a logística de movimentação de máquinas e equipamentos.

As diretrizes dos traçados dos gasodutos foram estabelecidas buscando-se acompanhar linhas de transmissão, quando existentes e/ou planejadas, de forma a aproveitar acessos existentes, reduzindo a necessidade de supressão de vegetação, no entanto, mantendo o afastamento necessário para mitigar, juntamente com a proteção catódica dimensionada, a ocorrência de

corrosão ou correntes induzidas devido ao paralelismo com este tipo de infraestruturas. Além disso, buscou-se evitar interferência em terras quilombolas e minimizar a interferência em massas d'água e unidades de conservação. Considerou-se também a otimização de aspectos topográficos, o desvio de projetos de assentamento rural e, quando possível, a minimização de interferências em formações florestais.

As metodologias de definição dos traçados referenciais de gasodutos e das análises socioambientais são apresentadas no **Apêndice 1** e os mapas de áreas de relevância socioambiental das alternativas de gasodutos de transporte estão no **Apêndice 2 (Figura 17 a Figura 24)**.

No caso dos aspectos construtivos para obras especiais, optou-se pela adoção dos métodos típicos mais utilizados na indústria, mas entende-se que a decisão final sobre a necessidade de furos direcionais, por exemplo, será realizada posteriormente após as discussões entre o empreendedor e os demais agentes interessados na obra e dependerá dos resultados dos estudos de detalhamento. Os projetos executivos de travessias e de cruzamentos devem atender aos requisitos das normas técnicas, das boas práticas de Engenharia e às orientações dos órgãos responsáveis pela operação e/ou regulamentação do local atravessado. Ademais, deverão ser realizados todos os estudos geológicos, hidrológicos, de perfil de erosão, levantamentos batimétricos e outros considerados necessários para a elaboração dos projetos executivos de travessias e de cruzamentos.

Entre as principais normas técnicas e regulamentos consultados nessa fase dos estudos do PIG, citam-se: ABNT NBR 12712:2002; ABNT NBR 15280-2:2016, ABNT NBR 8036:1983, ASME B 16.5, ASME B 31.8 e o Regulamento Técnico de Dutos Terrestres – RTDT (ANP, 2011). As demais normas e as práticas recomendadas de Engenharia deverão ser pesquisadas e seguidas pelas empresas responsáveis pela execução, manutenção e operação de cada empreendimento.

No presente estudo, os custos dos gasodutos de transporte foram 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. Assim, o custo total de cada alternativa foi estimado considerando os seguintes grupos de custos diretos e indiretos:

1. Tubulação (custo direto): inclui aquisição da tubulação, seu revestimento, e frete até o local da obra;

2. Componentes (custo direto): inclui a aquisição e a Construção e Montagem de válvulas, lançadores e recebedores para dispositivos de limpeza e inspeção (“pigs”) e sistema de proteção catódica;

3. Construção & Montagem (custo direto): inclui a preparação da faixa, a construção e a montagem do gasoduto, as travessias por cavaloite, o comissionamento do gasoduto e o serviço de trepanação em dutos existentes, caso seja necessário. Também inclui os custos de administração de mobilização/desmobilização e implantação do canteiro de obras;

4. Instalações Complementares (custo direto): inclui a aquisição e a Construção e Montagem das estações de medição, estações de interconexão e estações de compressão, bem como os materiais e serviços para supervisão e controle destas instalações, que serão conectados posteriormente ao sistema SCADA do gasoduto;

5. Sistemas de Supervisão e Controle, Comunicação e Detecção de Vazamentos (custo direto): inclui materiais e serviços do sistema SCADA e dos outros sistemas necessários para operação do gasoduto e das válvulas;

6. Terrenos (custo direto): inclui a faixa de servidão de gasodutos construídos em faixa nova, bem como terrenos para instalações complementares e válvulas; nos casos em que há compartilhamento da faixa de servidão, o custo do aluguel dos terrenos foi considerado como OPEX;

7. Projeto de Engenharia, Compensação e Licenciamento Ambiental (custo indireto): inclui os custos com estudos de viabilidade, projeto básico, projeto executivo e *as built*;

8. BDI – Benefícios e Despesas Indiretas (custo indireto): inclui os custos com a administração central da obra, equipe especializada para compra de equipamentos e materiais, além de contratação de serviços, consultoria jurídica e outras atividades relacionadas ao gerenciamento do projeto;

9. Contingências (custo indireto): parcela de custo provisionada para despesas com ajustes nas quantidades, variações de preços entre o momento da estimativa e o pagamento dos materiais e serviços, entre outras incertezas cujas ocorrências já são esperadas em um projeto deste tipo.

As estimativas de custos foram realizadas considerando como data-base o mês de junho de 2024, e têm um nível de detalhamento compatível com o de projetos conceituais para escolha de alternativas, com margem de precisão de -20% a -50% e de +30% a +100%, conforme AACEI (2011).

4.1. Gasoduto Porto Murtinho/MS – Campo Grande/MS

O gasoduto Porto Murtinho/MS – Campo Grande/MS (**Figura 7**) é uma alternativa que representa o trecho brasileiro do gasoduto de interligação entre Argentina e Brasil via Paraguai.

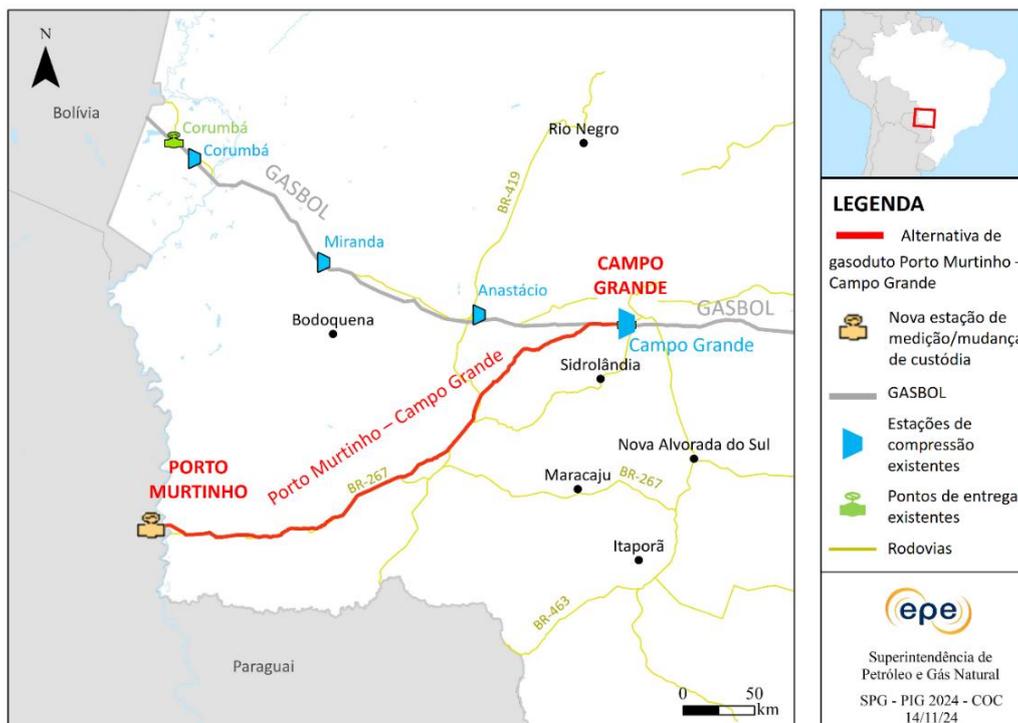


Figura 7. Mapa de localização do gasoduto Porto Murtinho/MS – Campo Grande/MS

Fonte: Elaboração própria EPE.

Esta alternativa é baseada no projeto proposto pelo Paraguai, o qual ainda deve ser avaliado pelos países envolvidos. Na concepção do Paraguai, esse projeto aproveitaria parte da faixa de servidão do Corredor Bioceânico, que faz a conexão rodoviária entre o Brasil e o Chile, passando pelo Paraguai e Argentina.

A alternativa estudada neste PIG restringe-se ao trecho em território brasileiro. O gasoduto conectaria uma futura estação de medição, no município de Porto Murtinho/MS, à Estação de Compressão de Campo Grande já operacional do GASBOL, no município de Campo Grande/MS, e dessa forma, acessando a malha integrada brasileira.

O conceito dessa alternativa é aproveitar parte da infraestrutura do GASBOL no Brasil, já construída, para escoar o gás argentino através de uma rota que atravessasse o Paraguai, como uma opção à passagem pela Bolívia. O Paraguai, por sua vez, busca reunir investimentos e incentivos necessários para viabilizar essa alternativa, uma vez que também tem muito interesse em receber o gás natural argentino. O país até hoje não possui acesso ao gás natural e vê, nesta alternativa de gasoduto, uma forma de conseguir finalmente se integrar ao mercado sul-americano do combustível.

4.1.1. Resumo do traçado

A faixa de domínio do gasoduto Porto Murtinho/MS – Campo Grande/MS teria 392 km de extensão e 20 m de largura, sendo que apenas nos últimos 29 km, na chegada do duto a Campo Grande/MS, haveria compartilhamento de sua faixa de servidão com o gasoduto existente, GASBOL. O traçado definido para projeto atravessaria 11 municípios do estado de Mato Grosso do Sul, sendo eles Porto Murtinho, Caracol, Bela Vista, Jardim, Guia dos Lopes da Laguna, Nioaque, Anastácio, Dois Irmãos do Buriti, Sidrolândia, Terrenos e Campo Grande.

4.1.2. Análise socioambiental e dificuldades construtivas

Os principais motivadores para a definição da diretriz referencial (Apêndice 2 - **Figura 17**) foram: i) minimizar interferência em unidades de conservação; ii) acompanhar as rodovias existentes na região; e iii) seguir paralelo ao GASBOL (no extremo leste do percurso, no trecho de chegada a ECOMP).

A diretriz se estende pelos 11 municípios do estado de Mato Grosso do Sul citados, acompanhando as rodovias federais BR-267 e BR-419 e as rodovias estaduais MS-347 e MS-355, que consistirão nos principais apoios viários na fase de construção, caso o projeto se viabilize. Destaca-se que, no extremo leste do traçado, está previsto trecho de paralelismo com o GASBOL, para possibilitar, caso possível, a utilização da faixa de servidão existente.

Próximo ao limite dos municípios de Terrenos/MS e Campo Grande/S, o traçado cruza com a ferrovia Novoeste. O traçado intercepta três linhas de transmissão de rede básica (≥ 230 kV) em operação de forma transversal, não havendo, portanto, paralelismo, o que anula o risco de corrosão do duto por efeito da indução eletromagnética.

A diretriz referencial atravessa, em sua maior parte, áreas de pastagem (69,51 %), presentes ao longo de todo o percurso. A segunda classe de uso mais preponderante consiste no cultivo de soja (10,75%), que ocorre nos trechos central e leste do traçado. A diretriz cruza com trechos de

formação florestal (6,03%) e savânica (2,83%) dos biomas Pantanal e Cerrado ao longo de seu trajeto, devendo-se, na fase de implantação do gasoduto, buscar otimizar acessos e áreas de apoio, como canteiro de obras e bota-foras, de forma a reduzir a supressão de vegetação.

O traçado interfere em 39 processos minerários, em que prevalecem fases de autorização de pesquisa e requerimento de pesquisa, envolvendo substâncias como minério de cobre, fosfato e granito. Há trechos com concentração de processos minerários, não sendo possível o desvio. O traçado não intercepta processos em fase de concessão de lavra.

O traçado elaborado atravessa diversas unidades de relevo com maior predominância das superfícies aplainadas, planaltos e morros e serras baixas (CPRM, 2009a). Do ponto de vista topográfico, as unidades associadas aos domínios montanhosos e morros e serras baixas, localizadas entre os municípios de Caracol/MS e Porto Murtinho/MS, representam os maiores desafios para o gasoduto, alcançando 15% do traçado. As planícies fluviolacustres e os terraços fluviais dentro do município de Porto Murtinho sinalizam complexidade geotécnica dos terrenos e representam 11% do traçado.

Em relação a massas d'água, o traçado não atravessa reservatórios e não há travessias expressivas sobre cursos d'água. Estima-se que sejam necessários ao menos 1 furo direcional, sendo este em uma travessia no Rio Miranda. Os projetos detalhados sobre as condições e as características técnicas de cada furo direcional deverão ser realizados pelo agente interessado na construção do gasoduto e discutidos com os órgãos competentes para a obtenção das respectivas autorizações e licenças.

A maior parte do traçado estaria na classe de locação 1 e cerca de 10 km na classe de locação 2, sendo grande parte desta localizada nas regiões próximas às cidades de Nioaque/MS e Dois Irmãos do Buriti/MS. Essas estimativas deverão ser revisadas e aprimoradas à medida que os trabalhos de campo, o aerolevanteamento e outros estudos complementares forem realizados pelos agentes interessados na construção do gasoduto.

A extensão total do gasoduto que se estima atravessar de rochas brandas ou sedimentos inconsolidados é cerca de 60% e o restante de rochas com maior dureza. Como não foram realizados trabalhos de campo e nem sondagens geotécnicas, recomenda-se que essas etapas de investigação do subsolo bem como outras sejam realizadas durante as etapas posteriores do projeto.

Em Caracol/MS, a proposta de traçado intercepta uma unidade de conservação municipal de uso sustentável – Área de Proteção Ambiental (APA) da Sub-Bacia do Rio Apa (ver Anexo). O trecho da APA interceptado apresenta áreas de cultivo de soja, pastagens e alguns remanescentes florestais. Há proximidade com cavidades naturais nos municípios de Bela Vista/MS e Jardim/MS, em que deve ser considerado o afastamento mínimo de 250 metros. O traçado ainda cruza dois projetos de assentamento nos municípios de Anastácio/MS e Dois Irmãos do Buriti/MS.

A **Tabela 1** apresenta uma síntese dos aspectos socioambientais mais relevantes levantados durante o desenvolvimento do traçado.

Tabela 1. Desafios e recomendações para a implantação do gasoduto Porto Murtinho/MS - Campo Grande/MS

TEMA	RISCOS E/OU SOBRECUSTOS	MEDIDAS MITIGADORAS
Infraestrutura - paralelismo com rodovia (faixa de domínio)	Risco de recalque no pavimento ou aterro. Anuência do agente operador	Estudar de forma criteriosa na fase de projeto a proximidade com as rodovias federais BR-267 e BR-419 e as rodovias estaduais MS-347 e MS-355. Consultar concessionárias responsáveis pela operação das rodovias
Infraestrutura - paralelismo parcial com faixa de dutos	Compartilhamento de faixa. Anuência do agente operador da faixa.	Consulta ao agente operador do GASBOL. Otimização da faixa, com vistas a minimizar cruzamentos e supressão vegetal
Abertura de acessos	Atraso nas atividades durante o período chuvoso. Supressão vegetal. Custos com movimentação de terra e bota-fora. Eventuais atrasos na obtenção da licença ambiental	Realizar a abertura de acessos preferencialmente fora do período chuvoso. Aproveitar ou otimizar acessos existentes
Meio físico - áreas alagáveis	Custo com abertura e escoramento das valas devido à altura do lençol freático. Movimentação de terra	Adoção de técnicas construtivas adequadas para esse tipo de terreno, a serem propostas no Projeto Executivo do gasoduto
Uso do solo - fragmentos de vegetação nativa	Supressão de vegetação nativa. Eventual atraso na obtenção da licença ambiental	Na definição do traçado, minimizar as interferências nos remanescentes florestais, a fim de reduzir a necessidade de supressão vegetal
Meio físico - relevo movimentado	Movimentos gravitacionais de massa e processos erosivos. Custos com movimentação de terra	Otimização do traçado junto aos segmentos mais estáveis das encostas, como os divisores de água ou interflúvios
Áreas protegidas - APA (interferência)	Licenciamento ambiental e obtenção de anuência do órgão gestor da UC	Priorizar a travessia por áreas antropizadas no interior da APA da Sub-Bacia do Rio Apa, observando as orientações do plano de manejo da UC, caso existente

Fonte: Elaboração própria EPE.

Destaca-se a necessidade de realização, por parte dos agentes econômicos interessados na construção do gasoduto, de estudos detalhados como aqueles necessários à análise de riscos e danos, além da adoção de boas práticas de Engenharia para proteger a fauna, a flora, a vida humana e a integridade dos empreendimentos potencialmente afetados. As empresas proprietárias das linhas de transmissão deverão ser consultadas juntamente com os órgãos ambientais sobre o projeto do gasoduto Porto Murtinho/MS – Campo Grande/MS, podendo o traçado preliminar apresentado nessa publicação sofrer alterações e/ou ajustes a depender das discussões sobre as características técnicas e as necessidades operacionais dos projetos.

4.1.3. Dimensionamento Termofluido-hidráulico

A alternativa Porto Murtinho/MS – Campo Grande/MS foi projetada para uma vazão inicial de até 15 milhões de m³/dia na chegada do gasoduto em Campo Grande/MS. Uma vez definida a pressão de projeto de 100 kgf/cm² e introduzida a altimetria da região, os resultados das simulações termofluido-hidráulicas sinalizaram um diâmetro de 32 polegadas para escoar tal vazão sem fazer uso de qualquer estação de compressão ao longo do traçado.

O diâmetro e a pressão de projeto também se assemelham às características do GASBOL trecho norte, que transporta vazões da mesma magnitude advindos da Bolívia atualmente. Inicialmente, não são previstas estações de compressão ou pontos de entrega ao longo do traçado do gasoduto. No entanto, estima-se que haja a possibilidade de o gasoduto escoar uma vazão ainda superior caso se confirmem volumes de gás ainda maiores em Vaca Muerta, na Argentina, os quais permitiriam exportar para o Brasil vazões superiores a este projeto. Neste caso, para futuras expansões, seriam necessários apenas estações de compressão ao longo do traçado, já que o diâmetro do duto já foi dimensionado para potenciais incrementos de vazão sem a necessidade de duplicação ou construção de *loops*.

Assim, ao realizar as simulações termofluido-hidráulicas do gasoduto nessas condições, não foram encontradas restrições no escoamento do gás. Quando simulado junto à malha de gasodutos integrada, esta oferta de gás concorre com a oferta de gás da Bolívia. Porém, com a queda das expectativas do volume de gás boliviano importado pelo Brasil, um dos cenários possíveis é que o gás argentino importado substitua gradativamente a demanda pelo gás atualmente atendida pela Bolívia.

4.1.4. Estimativas de custos

A **Tabela 2** detalha os custos associados ao projeto, agrupados em rubricas.

Tabela 2. Custos associados ao projeto do gasoduto Porto Murtinho/MS – Campo Grande/MS

Descrição	R\$ milhões	%
Custos Diretos		
Tubulação	2.773	45,3
Componentes	69	1,1
Construção e Montagem	1.398	22,8
Instalações complementares	33	0,5
Sistemas de Supervisão e Controle, Comunicação e Detecção de Vazamentos	24	0,4
Terrenos	47	0,8
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia, Compensação e Licenciamento Ambiental	17	0,3
BDI – Benefícios e Despesas Indiretas	885	14,5
Contingências	872	14,3
INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/24)	6.119	100

Fonte: Elaboração própria EPE.

Nota: estimativas baseadas na análise de projetos conceituais, com precisão de -20% a -50% e de +30% a +100%.

A parcela mais expressiva dos custos é relativa à Tubulação, já que o gasoduto é extenso, contará com tubos de 32 polegadas e está diretamente atrelada ao dólar e às variações dos custos

de commodities. Outro ponto a destacar é que a Construção e Montagem deste gasoduto, apesar de representar quase um quarto do custo do projeto, não foi fortemente onerada devido às baixas complexidades dos fatores construtivos, por passar em terrenos predominantemente rurais e por ainda compartilhar um trecho de faixa de servidão com o GASBOL.

Vale ressaltar que este projeto, embora concorra com outras soluções de aumento do intercâmbio de gás argentino para o Brasil, pode funcionar concomitantemente com algumas das outras soluções supracitadas no Capítulo 2, principalmente com a solução que busca este maior intercâmbio via compras de cargas de GNL do gás liquefeito de Vaca Muerta. Além da possibilidade de haver um *spread* (ou diferença) de preços entre os dois modais em determinadas épocas do ano interessantes a um comercializador, a conexão via gasoduto, em conjunto com a importação via cargas de GNL, implica em maior segurança de suprimento, reduzindo a possibilidade de falhas de entregas de gás na malha integrada brasileira.

4.2. Gasoduto Uruguaiana/RS – Triunfo/RS

O gasoduto Uruguaiana/RS – Triunfo/RS (**Figura 8**) é uma alternativa que já foi estudada no PIG 2019 e está sendo reavaliada neste ciclo do plano diante da possibilidade de aumento da integração gasífera entre Brasil e Argentina.

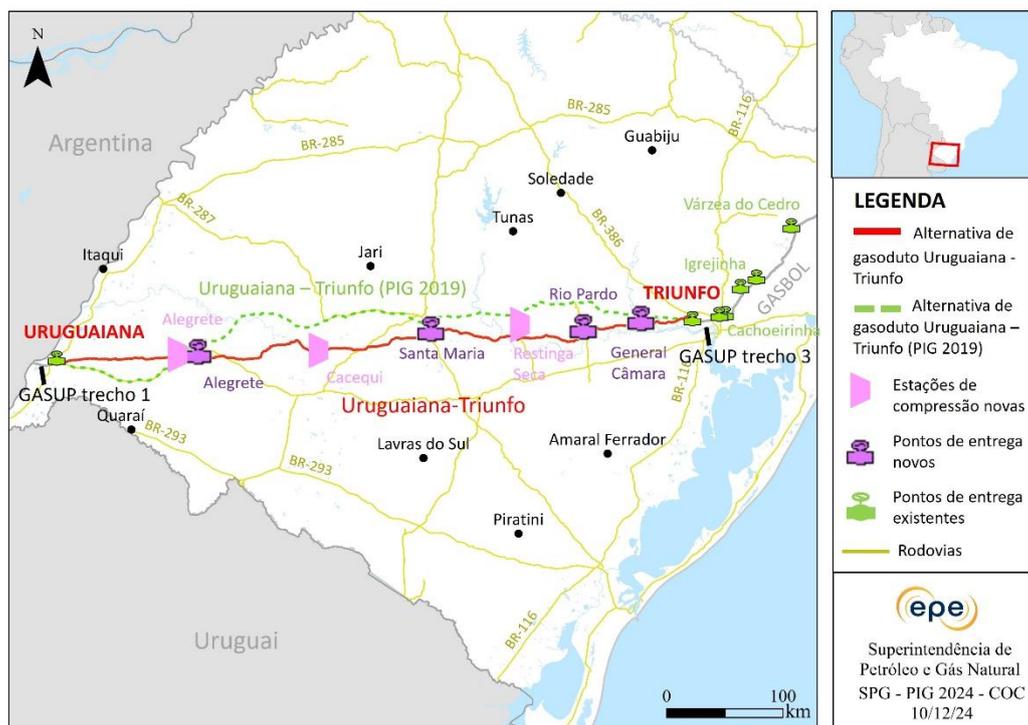


Figura 8. Mapa de localização do gasoduto Uruguaiana/RS - Triunfo/RS

Fonte: Elaboração própria EPE.

O gasoduto, ligando Uruguaiana/RS a Triunfo/RS, conectaria os dois trechos do gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre (GASUP) já construídos e atualmente operados pela Transportadora

Sulbrasileira de Gás (TSB). Elaborado antes da Lei Federal nº 11.909/2009, o gasoduto proposto pela TSB teve sua construção autorizada pela ANP em 2000 (Aut. ANP nº 115/2000). A alternativa estudada no PIG 2019 foi baseada no projeto da TSB, com o traçado minimamente alterado para comportar atualizações pontuais de percurso, devido a modificações das regiões desde a sua autorização, como no uso do solo ou de ocupação. Já no PIG 2024, foram estudadas modificações adicionais do percurso original, visando uma maior aderência aos condicionantes atuais da região, focando principalmente no caminho mais curto de conexão entre o ponto inicial e final do duto.

Vale ressaltar que esta opção, em um primeiro momento, concorre com a alternativa anteriormente apresentada de integração gasífera entre Brasil e Argentina, passando por Paraguai, ou mesmo pela opção de passar pela Bolívia, aproveitando-se das infraestruturas existentes. Nesse sentido, há necessidade de seleção da alternativa mais adequada para ser implementada para a integração gasífera. Outras possibilidades também devem ser consideradas, como previsto no grupo de trabalho criado pelo Memorando de Entendimento celebrado com a Argentina. Não apenas os custos das alternativas em si devem ser avaliados. Além deles, outras questões implicam na escolha da alternativa, como por exemplo, prazos de execução, relações diplomáticas e atração de investimentos, garantia de suprimento, necessidade de melhorias em infraestruturas adjacentes existentes, inclusive nos outros países, entre outras. O alinhamento desses diversos fatores, juntamente com o custo, são fundamentais para tomada de decisão final de investimento para a integração gasífera regional.

4.2.1. Resumo do traçado

A faixa de domínio deste projeto do gasoduto Uruguaiana/RS – Triunfo/RS teria 593 km de extensão e 20 m de largura, sendo construído inteiramente em faixa nova. O traçado definido para projeto atravessaria 12 municípios do estado do Rio Grande do Sul, sendo eles Uruguaiana, Alegrete, Cacequi, São Gabriel, Dilermando de Aguiar, Santa Maria, Restinga Sêca, Cachoeira do Sul, Vale Verde, General Câmara, Rio Pardo e Triunfo.

4.2.2. Análise socioambiental e dificuldades construtivas

Os principais norteadores para a definição do traçado (Apêndice 2 - **Figura 18**) foram: i) evitar área com projetos de geração eólicas planejados; ii) desviar de área militar; iii) minimizar cruzamentos com fragmentos florestais; e iv) otimizar travessias com corpos hídricos. A Figura relativa à análise socioambiental do gasoduto Uruguaiana/RS – Triunfo/RS se encontra no Anexo desta edição do PIG.

A diretriz se estende pelos 12 municípios do estado do Rio Grande do Sul citados, atravessando áreas com escassez de vias asfaltadas, especialmente nos trechos oeste e central do percurso, fato que deve demandar a melhoria nos acessos na fase de obras. O traçado cruza a ferrovia Sul Atlântico em 10 pontos, nos municípios Cacequi, São Gabriel, Restinga Sêca, Rio Pardo e Triunfo.

A diretriz cruza com 13 linhas de transmissão de rede básica (≥ 230 kV) em operação e com os traçados de três linhas planejadas. Destaca-se que há trecho de paralelismo entre o traçado referencial e a LT 230 kV Alegrete 2 - Uruguaiana 5, devendo-se atentar às questões referentes à proteção catódica do duto, de forma a mitigar o risco de corrosão provocada pela indução eletromagnética. Destaca-se que o traçado referencial foi estabelecido evitando a passagem em

área com concentração de projetos eólicos planejados na altura dos municípios de Uruguaiana e Alegrete, no extremo oeste do percurso.

A diretriz atravessa predominantemente áreas de formação campestre (53,63%) do bioma Pampa. As áreas de cultivo de soja (19,54%) ocupam o segundo lugar, concentrando-se na porção central do traçado. Regiões com mosaicos de usos (12,27%) estão presentes por toda a extensão do corredor. Assim como no caso de outros gasodutos, as áreas de formação florestal (5,36%) atravessadas associam-se às matas ciliares dos corpos hídricos da região, que aparecem em maior quantidade no trecho leste da diretriz. Destacam-se ainda a presença de áreas de cultivo de arroz (2,21%) e, concentrada no extremo leste do traçado, silvicultura (2,10%), que configuram regiões com custo fundiário mais elevado.

O traçado elaborado atravessa diversas unidades de relevo com maior predominância das superfícies aplainadas, colinas e planícies fluviolacustres (CPRM, 2009b). Do ponto de vista topográfico, as formas de relevo mencionadas mostram-se favoráveis para a passagem do gasoduto. No entanto, são expressivas as planícies fluviolacustres, que sugerem complexidade geotécnica dos terrenos, representando 7,4% de um traçado que soma 590 km. Ademais, o risco de novas inundações semelhantes às ocorridas entre os meses de maio e junho de 2024 no Rio Grande do Sul (UFRGS, 2024), pode representar desafios da implantação do gasoduto, visto que não há possibilidade de desvio da região impactada.

No que tange à hidrografia, a região possui ampla rede de drenagem, banhados e rios caudalosos. Importante atentar para os cursos d'água associados às inundações ocorridas, como os rios Taquari e Pardo que, além da elevação do nível da água, podem ter adquirido alta concentração de energia e capacidade de transporte. Em relação a massas d'água, o traçado atravessa alguns pequenos reservatórios e há travessias expressivas sobre cursos d'água, com destaque para as travessias do Rio Taquari, Rio Jacuí, Rio Santa Maria e Arroio Arenal. Estima-se que sejam necessários cerca de 20 furos direcionais, sendo sete em travessias e 13 em cruzamentos. Os projetos detalhados sobre as condições e as características técnicas de cada furo direcional deverão ser realizados pelo agente interessado na construção do gasoduto e discutidos com os órgãos competentes para a obtenção das respectivas autorizações e licenças.

De acordo com a base do MapBiomias (2023), constam afloramentos rochosos, alcançando 0,23% do traçado, especialmente na porção oeste do percurso. Essas feições representam sobrecustos durante a fase construtiva. A extensão total do gasoduto que se estima atravessar de rochas brandas ou sedimentos inconsolidados é de mais de 80% e o restante de rochas com maior dureza. Como não foram realizados trabalhos de campo e nem sondagens geotécnicas, recomenda-se que essas etapas de investigação do subsolo bem como outras sejam realizadas durante as etapas posteriores do projeto.

A maior parte do traçado estaria na classe de locação 1 e cerca de 14 km na classe de locação 2, distribuídos próximas as maiores cidades dos municípios cortados pelo projeto. Essas estimativas deverão ser revisadas e aprimoradas à medida que os trabalhos de campo, o aerolevanteamento e outros estudos complementares forem realizados pelos agentes interessados na construção do gasoduto.

O traçado interfere em 32 processos minerários, em que prevalecem as fases de autorização de pesquisa, concessão de lavra e licenciamento, envolvendo substâncias como areia e carvão mineral. Há concentração de processos minerários no município de Triunfo com impossibilidade de desvios. O traçado proposto intercepta cinco processos em concessão de lavra para a exploração de carvão mineral.

De acordo com a base de dados consultada, não se observa interferências com unidades de conservação, territórios quilombolas, terras indígenas, projetos de assentamento rural e cavidades naturais. Destaca-se que, na altura do município de Cacequi/RS, o traçado faz uma variante para norte com objetivo de evitar interferência em área militar – Campo de Instrução Barão de São Borja.

A **Tabela 3** apresenta uma síntese dos aspectos socioambientais mais relevantes levantados durante o desenvolvimento do traçado.

Tabela 3. Desafios e recomendações para a implantação do gasoduto Uruguiana – Triunfo (RS)

TEMA	RISCOS E/OU SOBRECUSTOS	MEDIDAS MITIGADORAS
Uso do solo – silvicultura, rizicultura irrigada	Supressão de faixa (lucro cessante)	Minimizar, quando possível, a passagem por áreas de silvicultura e rizicultura irrigada
Uso do solo - fragmentos de vegetação nativa	Supressão de vegetação nativa. Eventual atraso na obtenção da licença ambiental	Na definição do traçado, minimizar as interferências nos remanescentes florestais, a fim de reduzir a necessidade de supressão vegetal
Processos minerários (interferência em lavra)	Sobrecusto com indenizações de atividades minerárias ou ressarcimento de estudos. Influência da atividade minerária na implantação e operação do gasoduto	Após a declaração de utilidade pública, entrar com o pedido de bloqueio junto a ANM das áreas requeridas para mineração que coincidam com a faixa do gasoduto. Atentar para processos que estejam em fase avançada e para extração de substância onde é necessária a utilização de explosivos, em especial no trecho extremo leste do traçado
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
Meio físico - inundações (2024)	Danos à estrutura do gasoduto	Adoção de técnicas construtivas adequadas, a serem propostas no Projeto Básico Ambiental do gasoduto
Meio físico - áreas alagáveis	Custo com abertura e escoramento das valas devido à altura do lençol freático. Movimentação de terra	Adoção de técnicas construtivas adequadas para esse tipo de terreno, a serem propostas no Projeto Executivo do gasoduto

Fonte: Elaboração própria EPE.

Destaca-se a necessidade de realização, por parte dos agentes econômicos interessados na construção do gasoduto, de estudos detalhados como aqueles necessários à análise de riscos e danos, além da adoção de boas práticas de Engenharia para proteger a fauna, a flora, a vida humana e a integridade dos empreendimentos potencialmente afetados. As empresas proprietárias das linhas de transmissão deverão ser consultadas juntamente com os órgãos ambientais sobre o projeto do gasoduto Uruguiana/RS – Triunfo/RS, podendo o traçado preliminar apresentado nessa publicação sofrer alterações e/ou ajustes a depender das discussões sobre as características técnicas e as necessidades operacionais dos projetos.

4.2.3. Dimensionamento Termofluido-hidráulico

A alternativa Uruguaiana/RS – Triunfo/RS foi projetada para uma vazão inicial de até 15 milhões de m³/dia ao longo do seu traçado. Uma vez definida a pressão de projeto de 75 kgf/cm² e introduzida a altimetria da região, os resultados das simulações termofluido-hidráulicas sinalizaram um diâmetro de 24 polegadas, com o auxílio de três estações de compressão ao longo do traçado. Essas características foram similares às do projeto original da TSB para este trecho e para os demais já construídos para o Gasoduto Uruguaiana/RS – Triunfo/RS, o que otimizaria a conexão em Uruguaiana/RS e em Triunfo/RS.

Foram previstos também quatro pontos de entrega ao longo do traçado do gasoduto. As demandas projetadas para estes *citygates* são as mesmas do PIG 2019, porém, como o traçado deste PIG é diferente do projeto do PIG 2019, a localização dos pontos de entrega também foi alterada. Os *citygates* antes localizados em Santa Cruz do Sul/RS e Taquari/RS foram substituídos pelos *citygates* em Rio Pardo/RS e General Câmara/RS, regiões próximas aos municípios anteriores. Logo, as demandas projetadas para os pontos de entrega são: Alegrete (1,4 milhões de m³/dia), Santa Maria (2,0 milhões de m³/dia), Rio Pardo (1,4 milhões de m³/dia) e General Câmara (0,5 milhões de m³/dia). O detalhamento da demanda projetada pode ser encontrado no PIG 2019.

Ao realizar as simulações termofluido-hidráulicas do gasoduto nessas condições, não foram encontradas restrições no escoamento do gás. Quando simulado junto à malha de gasodutos integrada, esta oferta de gás atualmente concorre com aquela que chega ao Rio Grande do Sul pelo GASBOL. Porém, com a queda das expectativas do volume de gás boliviano importado pelo Brasil, um dos cenários possíveis é que o gás argentino importado (quer venha por essa rota, quer não) substitua gradativamente a demanda pelo gás advindo da Bolívia.

4.2.4. Estimativas de custos

A **Tabela 4** detalha os custos associados ao projeto, agrupados em rubricas. A parcela mais expressiva dos custos é relativa à Tubulação, já que o gasoduto é extenso e contará com tubos de 24 polegadas, custo que se encontra diretamente atrelado ao dólar e às variações dos custos de commodities. Outro ponto a destacar é a Construção e Montagem deste gasoduto, com custos próximos ao custo da Tubulação. Isto se deve à complexidade de algumas travessias e cruzamentos que se estima necessitar de obras especiais, apesar do traçado ter uma vantagem de passar em terrenos predominantemente rurais.

Tabela 4. Custos associados ao projeto do gasoduto Uruguaiana/RS – Triunfo/RS

Descrição	R\$ milhões	%
Custos Diretos		
Tubulação	2.129	31,2
Componentes	72	1,1
Construção e Montagem	1.883	27,6
Instalações complementares	656	9,6
Sistemas de Supervisão e Controle, Comunicação e Detecção de Vazamentos	36	0,5
Terrenos	78	1,1
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia, Compensação e Licenciamento Ambiental	17	0,3
BDI – Benefícios e Despesas Indiretas	985	14,4
Contingências	974	14,3
INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/24)	6.831	100

Fonte: Elaboração própria EPE.

Nota: estimativas baseadas na análise de projetos conceituais, com precisão de -20% a -50% e de +30% a +100%.

Vale ressaltar que a opção por esta alternativa, no intuito de aumentar a interligação gasífera entre Brasil e Argentina, implicaria em uma série de outras melhorias na infraestrutura de gás concomitante. Do lado argentino seria necessária a expansão da capacidade de escoamento de gás até Uruguaiana/RS, o que poderia resultar em projetos de *loops* juntamente com estações de compressão. Do lado brasileiro, caso os volumes de *shale gas* destinados à exportação para o Brasil provenientes de Vaca Muerta, na Argentina, atinjam patamares superiores ao mercado consumidor do Rio Grande do Sul, seria necessário que o GASBOL trecho sul tenha o seu fluxo invertido. Para isso, projetos de duplicação, aliados a reposicionamento e ampliação da compressão de gás, poderão ser necessários.

4.3. Gasoduto Siderópolis/SC – Porto Alegre/RS

Esta alternativa, anteriormente estudada no PIG 2019, se caracteriza como uma duplicação do trecho extremo sul do GASBOL, de Siderópolis/SC a Porto Alegre/RS (**Figura 9**) e busca ampliar a capacidade de atendimento de demandas em Santa Catarina e no Rio Grande do Sul. Adicionalmente, possibilitaria o escoamento de gás argentino que pode vir a ser importado para estados além do Rio Grande do Sul caso o trecho 2 do gasoduto Uruguaiana/RS-Triunfo/RS (ou projeto equivalente) seja construído. Dessa forma, ampliaria a oferta de gás e surgiria como uma alternativa à importação boliviana.



Figura 9. Mapa de localização do gasoduto Siderópolis/SC – Porto Alegre/RS

Fonte: Elaboração própria EPE.

O gasoduto GASBOL possui caráter telescópico, apresentando reduções sucessivas de seu diâmetro em direção ao seu extremo sul, com conseqüente redução das capacidades de movimentação de gás natural neste sentido, de modo que se observam limitação de capacidade de entrega de gás em seu trecho final, considerando o perfil existente de demandas, bem como suas projeções de ampliação.

Nas condições atuais deste trecho, nas situações de despacho termelétrico a gás natural da UTE Canoas (Sepé Tiaraju) simultaneamente às demais demandas no trecho, em especial o Polo Petroquímico de Triunfo, observa-se restrição à movimentação de gás natural, impedindo o pleno atendimento dos consumidores na região. Esta situação acaba por exigir que a UTE, por ser bicomcombustível, tenha de operar com combustível alternativo (óleo diesel) de modo que esta restrição é sistematicamente apontada no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) há algumas edições.

Frente às restrições observadas para atendimento do trecho sul do GASBOL, o PIG 2024 reanalisa o projeto estudado no PIG 2019, o qual buscava solucionar os problemas apontados. Para a edição do PIG 2024, o projeto original foi reavaliado, tanto em seus aspectos econômicos quanto em relação a alterações na ocupação do solo às margens do gasoduto que poderiam exigir alterações do projeto original.

Diferentemente do gasoduto Siderópolis/SC – Porto Alegre/RS do PIG 2019, o projeto tratado na presente edição do PIG considera ampliações anunciadas pela TBG, incluindo assim compressão no trecho entre Araucária/PR e Biguaçu/SC (EIXOS, 2024). Adicionalmente o projeto do PIG 2024 considera o deslocamento da estação de compressão de Siderópolis/SC (ECOMP Siderópolis) para o município de Tubarão/SC, como resultado das simulações.

4.3.1. Resumo do traçado

O gasoduto Siderópolis/SC – Porto Alegre/RS seria construído na mesma faixa de servidão do GASBOL e apresentaria mesma extensão (249 km). O traçado definido para projeto atravessaria 4 municípios do estado de Santa Catarina e 14 do estado do Rio Grande do Sul. Importantes cidades estão na área de influência deste gasoduto, tais como Criciúma (SC), Novo Hamburgo (RS), Gravataí (RS), São Leopoldo (RS), Canoas (RS) e Porto Alegre (RS) além de relevantes mercados regionais como Içará (SC), Guaíba (RS), Triunfo (RS), Caxias do Sul (RS) e Bento Gonçalves (RS).

As instalações de compressão consideradas neste projeto (ECOMP adicional entre Araucária e Biguaçu) e estação de compressão deslocada para o município de Tubarão/SC foram consideradas em área adjacente a pontos de entrega existentes.

4.3.2. Análise socioambiental e dificuldades construtivas

Para elaboração do projeto do gasoduto Siderópolis/SC – Porto Alegre/RS (Apêndice 2 - **Figura 19**) adotou-se, como premissa, sua implantação em trecho da faixa de servidão existente do Gasoduto Brasil – Bolívia (GASBOL). A Figura relativa à análise socioambiental do gasoduto se encontra no Anexo desta edição do PIG.

A diretriz referencial se estende por quatro municípios do estado de Santa Catarina e 14 do Rio Grande do Sul, atravessando regiões com bom acesso viário, cruzando rodovias estaduais, tais como RS-118, RS-239, RS-115, RS-020, RS-453, SC-447, SC-443 e SC-444, além de diversas estradas municipais e vias vicinais presentes na região. Em determinados trechos, a diretriz segue paralela à malha viária, como por exemplo, na altura das rodovias RS-110, RS-020 e BR-285. Os acessos existentes e a própria faixa de servidão do GASBOL deverão ser utilizados para implantação do gasoduto, reduzindo impactos e minimizando esforços durante a construção do novo empreendimento. Na saída de Siderópolis/SC, a diretriz cruza com a ferrovia EF-488 (Eng. Paz Ferreira – Rio Florit).

Destaca-se que a diretriz cruza com 10 linhas de transmissão de rede básica (≥ 230 kV) em operação e com os traçados de cinco linhas planejadas. Na altura dos municípios de Novo Hamburgo e Gravataí há pequeno trecho de paralelismo entre o traçado referencial e as LTs 230 kV Campo Bom - Gravataí 2 (C1 e C2), devendo-se atentar às questões referentes à proteção catódica do duto, de forma a mitigar o risco de corrosão provocada pela indução eletromagnética.

No trecho central do traçado, na altura dos municípios de Cambará do Sul/RS, Jaquirana/RS e São Francisco de Paula/RS, nota-se a presença de diversos projetos de geração eólica planejados. Portanto, caso o gasoduto venha a ser construído, deve-se acompanhar a situação dos projetos.

Como mencionado, se prevê implantação do gasoduto em faixa existente, não sendo esperada, portanto, interferência do traçado referencial nos diversos usos do solo atravessados. Entretanto, caso o gasoduto seja construído, as áreas de apoio, tais como canteiros de obra e espaços utilizados para abertura das valas, devem impactar em terrenos além da faixa de servidão existente.

A diretriz atravessa áreas urbanas e de expansão urbana, principalmente nas proximidades de ambos os pontos de conexão, além de áreas rurais e de vegetação nativa estando cerca de 81% do traçado em classe de locação 1, 16% em classe 2 e 3% em classe 3. Os fragmentos mais extensos de floresta se concentram nas áreas montanhosas, com destaque para a região entre os municípios Taquara/RS e São Francisco de Paula/RS e na divisa entre os estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Nas áreas rurais são desenvolvidas atividades de pastagem, silvicultura e rizicultura.

O traçado elaborado atravessa predominantemente relevos de planaltos, chapadas e platôs, escarpas serranas (CPRM, 2009b; 2010d). O traçado percorre dois trechos de relevo acidentado associados às escarpas serranas na altura dos municípios Igrejinha/RS, Taquara/RS, São Francisco de Paula/RS e Timbé do Sul/SC. Do ponto de vista topográfico, essas unidades representam complexidade e custos construtivos para a implantação do gasoduto. Constam ainda unidades que sugerem complexidade geotécnica, como as Planícies Fluvio-lacustres e Vertentes recobertas por depósitos de encostas, a serem atravessadas pelo gasoduto nos sopés das regiões serranas dos estados do Rio Grande do Sul e Santa Catarina.

No que tange à hidrografia, não há travessias expressivas sobre cursos d'água ou em reservatórios. Entretanto, o gasoduto atravessa dois cursos d'água na bacia do rio dos Sinos que, apesar da reduzida largura, apresentaram extravasamento significativo de suas superfícies de inundação durante os desastres ocorridos entre os meses de maio e junho de 2024 no Rio Grande do Sul. A implantação do gasoduto deve considerar na fase de projeto a convivência de sua estrutura com a possibilidade de novos eventos hidrológicos semelhantes.

O traçado interfere em 52 processos minerários em que prevalecem fases de autorização de pesquisa, requerimento de pesquisa e concessão de lavra e licenciamento, envolvendo substâncias como argila, cascalho e riolito. Há concentração de processos minerários em municípios do Estado de Santa Catarina. O traçado proposto intercepta oito processos em concessão de lavra para a exploração de argila, cascalho e carvão mineral.

A proposta de traçado intercepta uma unidade de conservação estadual de proteção integral (Parque Estadual do Tainhas), na altura dos municípios de Cambará do Sul/RS e São Francisco de Paula/RS. Portanto, caso o gasoduto venha a ser construído, deve-se consultar o órgão gestor dessa UC, para ciência sobre eventuais restrições e condicionantes para a implantação da infraestrutura. De acordo com a base de dados consultada, não se observam interferências com terras quilombolas, terras indígenas, projetos de assentamento rural e cavidades naturais.

A **Tabela 5** apresenta uma síntese dos aspectos socioambientais mais relevantes levantados durante o desenvolvimento do traçado.

Tabela 5. Desafios e recomendações para a implantação do gasoduto Siderópolis/SC – Porto Alegre/RS

TEMA	RISCOS E/OU SOBRECUSTOS	MEDIDAS MITIGADORAS
Infraestrutura - paralelismo parcial com faixa de dutos	Compartilhamento de faixa. Anuência do agente operador da faixa.	Consulta ao agente operador. Aproveitamento de faixa existente, reduzindo impacto de implantação do gasoduto
Parque eólico (planejado)	Possível sobreposição do gasoduto com aerogeradores	Consulta ao empreendedor e à Aneel sobre situação dos projetos e a localização dos aerogeradores, de forma a evitar interferência por parte das áreas de apoio para a implantação do gasoduto.
Uso do solo – silvicultura, rizicultura irrigada	Supressão de faixa (lucro cessante)	Minimizar, quando possível, a instalação dos pontos de apoio em áreas de silvicultura e rizicultura irrigada
Uso do solo - fragmentos de vegetação nativa	Supressão de vegetação nativa. Eventual atraso na obtenção da licença ambiental	Na definição das áreas de apoio para implantação do gasoduto, minimizar as interferências nos remanescentes florestais, a fim de reduzir a necessidade de supressão vegetal
Meio físico - inundações (2024)	Danos à estrutura do gasoduto	Adoção de técnicas construtivas adequadas, a serem propostas no Projeto Básico Ambiental do gasoduto
Áreas protegidas – Parque Estadual (interferência)	Licenciamento ambiental e obtenção de anuência do órgão gestor da UC	Consultar órgão gestor do Parque Estadual do Tainhas, para avaliar restrições e condicionantes para implantação do duto, considerando as orientações do Plano de Manejo.

Fonte: Elaboração própria EPE.

Destaca-se a necessidade de realização, por parte dos agentes econômicos interessados na construção do gasoduto, de estudos detalhados como aqueles necessários à análise de riscos e danos, além da adoção de boas práticas de Engenharia para proteger a fauna, a flora, a vida humana e a integridade dos empreendimentos potencialmente afetados. As empresas proprietárias das infraestruturas que poderão ser impactadas pelo gasoduto Siderópolis/SC – Porto Alegre/RS deverão ser consultadas, juntamente com os órgãos ambientais pertinentes sobre este projeto. Deste modo, discussões sobre as características técnicas e as necessidades operacionais dos empreendimentos impactados podem resultar em alterações e/ou ajustes em relação ao traçado preliminar considerado neste estudo, para esta alternativa.

4.3.3. Dimensionamento Termofluido-hidráulico

O gasoduto Siderópolis/SC – Porto Alegre/RS foi projetado visando o abastecimento de gás para o trecho final do GASBOL para elevar a capacidade de entrega na região de Canoas/RS de modo que não foram incluídos pontos de entrega ao longo do traçado planejado. Destaca-se que, para as simulações, foram utilizadas as projeções de demanda para o ano de 2034, elaboradas pela EPE para o PDE 2034.

Foram realizadas simulações termofluido-hidráulicas considerando que a oferta de gás para este duto poderia ser oriunda da Bolívia, do terminal de GNL TGS/SC ou da interconexão entre as malhas TBG e NTS em Paulínia. Por ainda não existir a conexão do GASUP trecho 2, não foram realizadas simulações no sentido inverso.

Destaca-se que o PIG 2024 considera as incertezas quanto à capacidade de fornecimento de gás pela Bolívia e a assinatura do novo aditivo contratual em 15/12/2023 entre a Petrobras e a estatal boliviana YPFB (PETROBRAS, 2023). O PIG adota a mesma premissa do PDE 2034 de uma redução progressiva da importação de gás boliviano, atingindo o patamar de 5 milhões de m³/dia em 2034 (EPE, 2024b). Neste sentido, essa redução seria compensando pelas outras ofertas de gás natural, com destaque para aproveitamento do gás nacional oriundo do Rio de Janeiro e, em menor grau, a importação de GNL no TGS/SC.

Por meio de simulações termofluido-hidráulicas, que incluíram a ECOMP entre Araucária e Biguaçu, foi dimensionado que a linha tronco do gasoduto teria 16 polegadas, mantida a pressão máxima de operação do trecho existente, bem como assinalou a necessidade de deslocamento da ECOMP Siderópolis para o município de Tubarão/SC. Destaca-se que, devido a estas características, torna-se possível a movimentação de, aproximadamente, 2 milhões de m³/dia de gás natural neste sentido da malha na região de Porto Alegre/RS, Canoas/RS e Triunfo/RS.

A instalação do novo compressor entre Araucária/PR e Biguaçu/SC, aliado ao deslocamento do sistema de compressão, permitiria a manutenção dos níveis de pressão ao longo do gasoduto projetado, resultando em uma maior vazão no trecho final do GASBOL. Dessa forma, haveria a possibilidade de operação integral da UTE Canoas utilizando gás natural, atendimento de todas as demandas projetados para o ano de 2034 ao longo do GASBOL, além da possibilidade de um excedente em torno de 200 mil m³/dia no trecho duplicado.

4.3.4. Estimativas de custos

A **Tabela 6** detalha os custos levantados para cada rubrica destacada. Do ponto de vista construtivo, o gasoduto não apresenta elevada complexidade por se tratar de uma duplicação de gasoduto existente, o que permitiria aproveitamento da faixa de servidão existente, facilitando as etapas construtivas e reduzindo custos com aquisição de terras. Adicionalmente, algumas, infraestruturas, como o centro de controle do sistema de supervisão, poderiam ser aproveitadas, o que também permitiria a redução dos custos. Conforme mencionado, este gasoduto tem como objetivo principal solucionar a restrição de escoamento de gás no trecho final do GASBOL, de forma a permitir uma expansão do atendimento das demandas da região. Ademais, a instalação deste gasoduto poderia auxiliar no escoamento de gás argentino que seria importado a partir do gasoduto Uruguaiana/RS – Triunfo/RS (ou projeto equivalente).

Tabela 6. Custos associados ao projeto do gasoduto Siderópolis/SC – Porto Alegre/RS

Descrição	R\$ milhões	%
Custos Diretos		
Tubulação	511	23,1
Componentes	29	1,3
Construção e Montagem	878	39,7
Instalações complementares	107	4,8
Sistemas de Supervisão e Controle, Comunicação e Detecção de Vazamentos	16	0,7
Terrenos	4	0,2
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia, Compensação e Licenciamento Ambiental	14	0,6
BDI – Benefícios e Despesas Indiretas	343	15,5
Contingências	312	14,1
INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/24)	2.213	100

Fonte: Elaboração própria EPE.

Nota: estimativas baseadas na análise de projetos conceituais, com precisão de -20% a -50% e de +30% a +100%.

4.4. Gasoduto Duque de Caxias/RJ – Taubaté/SP

O gasoduto Duque de Caxias/RJ – Taubaté/SP (Figura 10) é uma alternativa já estudada no PIG 2022 que está sendo avaliada novamente neste PIG diante dos desdobramentos recentes visando à construção da ECOMP Japeri, etapa predecessora à construção do gasoduto. A diferença do PIG 2022 e do PIG 2024 se dá em relação à consideração nessa versão das ampliações das ECOMPs existentes Campos Elíseos/RJ, Vale do Paraíba/SP e Taubaté/SP.

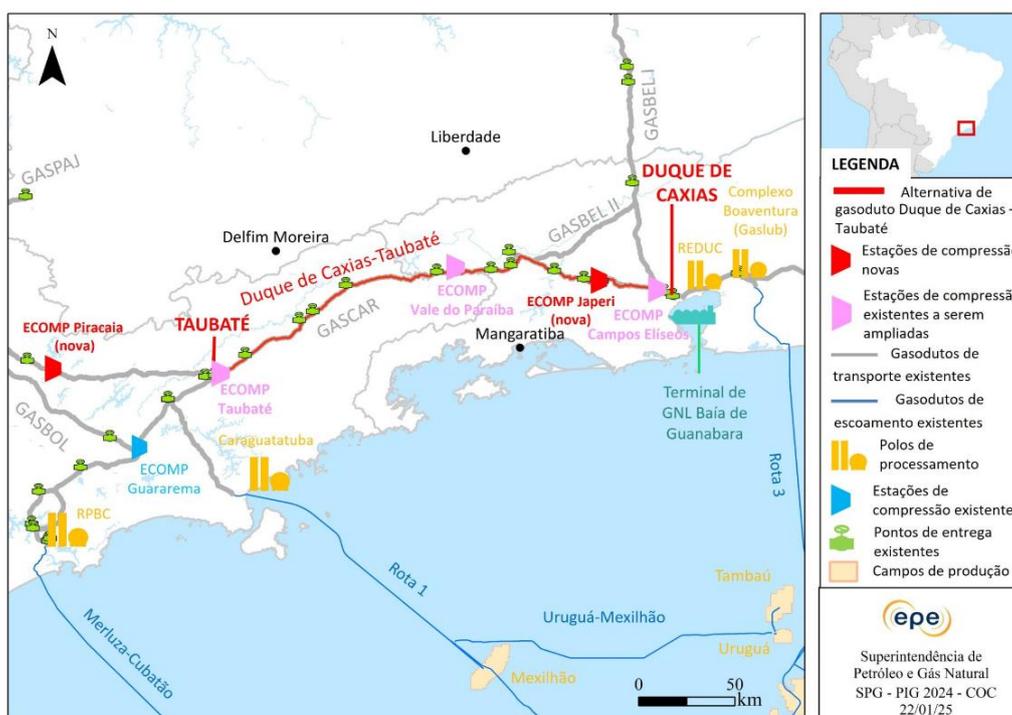


Figura 10. Mapa de localização do gasoduto Duque de Caxias/RJ - Taubaté/SP

Fonte: Elaboração própria EPE.

A alternativa é um projeto da Nova Transportadora do Sudeste (NTS), nomeado como GASDUT, que consiste na duplicação de gasodutos partindo da Refinaria Duque de Caxias (REDUC), no município de Duque de Caxias/RJ, até a ECOMP Taubaté, em São Paulo. Assim, o projeto duplicaria o gasoduto GASJAP (Japeri-REDUC) em conjunto com o gasoduto GASCAR (ou Campinas-Rio) no trecho Taubaté-Japeri. Somam-se a estas duplicações, uma nova ECOMP em Japeri/RJ, uma nova ECOMP na cidade de Piracaia/SP, no trecho do GASCAR entre Taubaté/SP e Paulínia/SP, e a ampliação de três ECOMPs existentes: ECOMP Campos Elíseos, ECOMP Vale do Paraíba e ECOMP Taubaté. O projeto do duto Duque de Caxias/RJ – Taubaté/SP é uma alternativa de ampliação do escoamento do gás da malha da NTS para a malha da TBG.

A proposta tem como principal motivador a possibilidade de redução da dependência do gás importado da Bolívia e, eventualmente, da Argentina, de modo a aumentar o número de alternativas de suprimento de gás para o mercado atendido pela transportadora TBG caso a vazão de gás boliviano e o gás argentino não seja suficiente para o atendimento da demanda. Isto reforçaria a segurança energética de importantes polos nacionais da indústria, além de incentivar o uso de gás de origem nacional, principalmente do pré-sal, reduzindo a dependência da rede da TBG ao GNL importado (e à volatilidade dos preços internacionais atrelados a essa *commodity*).

Essa alternativa de gasoduto ainda se encontra em etapa de projeto conceitual pela NTS, ao mesmo tempo que a transportadora vem tomando medidas para viabilizar a ECOMP Japeri. Já foi emitida a Licença Ambiental Única (LAU) por parte do INEA-RJ (Processo nº 07.0002/007532/2023) e já foi realizado pedido de Autorização de Construção (AC) junto à ANP (Processo ANP nº 48610.222398/2022-03) e a NTS aguarda a definição do retorno ao investimento pela ANP para dar início ao projeto. Além disso, por parte da TBG, a transportadora já protocolou pedido de revisão na ANP (Processo ANP nº 48610.207674/2022-03) para expandir a capacidade de recebimento de gás em Paulínia/SP, consequência das expansões previstas.

4.4.1. Resumo do traçado

A faixa de domínio do gasoduto Duque de Caxias/RJ – Taubaté/SP tem 294,5 km de extensão, 20 m de largura e atravessa 11 municípios no estado do Rio de Janeiro (Duque de Caxias, Nova Iguaçu, Japeri, Seropédica, Paracambi, Piraí, Pinheiral, Volta Redonda, Miguel Pereira, Barra Mansa e Resende) e 13 municípios no estado de São Paulo (Bananal, Arapeí, São José do Barreiro, Areais, Silveiras, Cachoeira Paulista, Canas, Lorena, Guaratinguetá, Aparecida, Roseira, Pindamonhangaba e Taubaté).

O gasoduto compartilha faixa de servidão por todo o seu traçado. O duto se inicia na REDUC, na Região Metropolitana do Rio Janeiro, no município de Duque de Caxias/RJ, e nos primeiros 45,3 km do traçado o duto compartilha faixa com o GASJAP. Nos 249,2 km restantes, o duto compartilha faixa com o GASCAR (Campinas – Rio) no trecho Taubaté-Japeri, passando pela Mesorregião Sul Fluminense, até chegar à divisa com o estado de São Paulo, de onde segue no sentido oeste, em território paulista, pela Macrorregião do Vale do Paraíba, até seu limite final, no município de Taubaté/SP, na ECOMP Taubaté.

4.4.2. Análise socioambiental e dificuldades construtivas

A premissa do projeto do gasoduto Duque de Caxias/RJ – Taubaté/SP (Apêndice 2 - **Figura 20**) é ser implantado nas faixas de servidão de gasodutos em operação, quais sejam: GASJAP II (REDUC - ESJAP) e GASCAR II (trechos Japeri - ESVOL, ESVOL - Arapeí e Arapeí – Taubaté).

A diretriz se estende pelos 11 municípios do estado do Rio de Janeiro e pelos 13 do estado de São Paulo citados, atravessando áreas com bom apoio viário, com presença das rodovias federais (BR-116, BR-383, BR-459), rodovias estaduais (RJ-101, RJ-085, RJ-093, RJ-113, SP-068, SP-072, dentre outras), além de vias secundárias. Em quatro pontos o traçado interfere em ferrovias, sendo três na Região Metropolitana do Rio de Janeiro e um na altura do município de Barra Mansa (RJ).

Destaca-se que a diretriz cruza com 18 linhas de transmissão de rede básica (≥ 230 kV) em operação e com os traçados de três linhas planejadas. Portanto, deve-se atentar para questões relativas à proteção catódica do duto, de forma a mitigar o risco de corrosão provocada pela indução eletromagnética.

Partindo da Refinaria Duque de Caxias, nos dez quilômetros iniciais, o contexto do uso do solo é de área urbana adensada. A partir daí, seguindo a oeste por cerca de cinquenta quilômetros, o traçado passa ao longo de uma faixa compreendida entre a área de expansão urbana da Região Metropolitana do Rio de Janeiro e a Serra do Mar, onde pode-se observar importante presença de fragmentos de vegetação nativa, pastagens e algumas áreas de agricultura. Ao adentrar o estado de São Paulo, até a chegada em Taubaté/SP, o traçado segue paralelamente a Rodovia Presidente Dutra (BR-116), em áreas com menor presença de fragmentos de vegetação nativa, núcleos urbanos, passando por importantes áreas agrícolas.

O traçado elaborado atravessa predominantemente relevos de colinas e morros baixos (CPRM, 2017). Há trechos de relevos acidentados associados a domínios montanhosos, morros altos e escarpas serranas, sobretudo nos municípios de Paracambi/RJ e Pirai/RJ. Do ponto de vista topográfico, essa configuração, caracterizada “mares de morros” e trechos de domínios montanhosos, sugere complexidade para a fase construtiva dos gasodutos. Observa-se ainda a presença de planícies fluviolacustres e fluviomarinhas mais relevantes na Baixada Fluminense do Estado do Rio de Janeiro, nos municípios de Paracambi, Japeri, Nova Iguaçu e Duque de Caixas, representando aproximadamente 14% do traçado. Essas unidades correspondem a superfícies com materiais de granulometria e composições diversas, sinalizando complexidade geotécnica dos terrenos, além da possibilidade de estarem sujeitas a inundações ou alagamentos.

Em relação a massas d'água, há travessias expressivas sobre cursos d'água. Estima-se que sejam necessários pelo menos 6 furos direcionais, sendo 3 deles em travessias (dois deles no Rio Guandu e um no Rio Pirai) e 3 em cruzamentos (vias asfaltadas dentro da região metropolitana de Duque de Caxias em paralelo a uma linha férrea existente, BR-040 e BR-116). Os projetos detalhados sobre as condições e as características técnicas de cada furo direcional deverão ser realizados pelo agente interessado na construção do gasoduto e discutidos com os órgãos competentes para a obtenção das respectivas autorizações e licenças. Destacam-se, também, o ribeirão Brandão e os rios São Pedro, Bananal e Una de menor largura que seria atravessado pelo gasoduto.

A extensão total do gasoduto que se estima atravessar de rochas brandas ou sedimentos inconsolidados é de 20% e de rochas duras de 80%, o que tende a dificultar as escavações e onerar os custos de construção e montagem do duto. Como não foram realizados trabalhos de campo e nem sondagens geotécnicas, recomenda-se que essas etapas de investigação do subsolo bem como outras sejam realizadas durante as etapas posteriores do projeto.

O traçado interfere em 64 processos minerários, em que prevalecem fases de autorização de pesquisa e requerimento de lavra, envolvendo substâncias como saibro, areia e argila. Há concentração de processos minerários em alguns municípios da Baixada Fluminense, com impossibilidade de desvio. O traçado proposto intercepta três processos em concessão de lavra para a exploração de saibro, água mineral e argila.

Aproximadamente 237 km do gasoduto estariam na classe de locação 1, 43,4 km na classe de locação 2, bem distribuída ao longo do traçado, e 14,1 km na classe de locação 3, concentrada na região metropolitana de Duque de Caxias/RJ e Nova Iguaçu/RJ. Essas estimativas deverão ser revisadas e aprimoradas à medida que os trabalhos de campo, o aerolevanteamento e outros estudos complementares forem realizados pelos agentes interessados na construção do gasoduto.

A proposta de traçado intercepta nove unidades de conservação ao longo do seu percurso, sendo oito de uso sustentável, todas da categoria Área de Proteção Ambiental, e uma de proteção integral (Parque Natural Municipal Volta Redonda). Há ainda interferência nas zonas de amortecimento de duas unidades de conservação – Reserva Biológica do Tinguá e Parque Nacional da Serra da Bocaina. Portanto, caso o gasoduto venha a ser construído, os órgãos gestores dessas unidades de conservação deverão ser consultados para verificar restrições e condicionantes para a implantação da infraestrutura. Além disso, deve-se adotar técnicas de engenharia que minimizem os impactos sobre as regiões mais preservadas dessas UCs. O traçado cruza quatro projetos de assentamento nos municípios de Taubaté/SP, Pirai/RJ, Paracambi/RJ e Nova Iguaçu/RJ.

Destaca-se a necessidade de realização, por parte dos agentes econômicos interessados na construção do gasoduto, de estudos detalhados como aqueles necessários à análise de riscos e danos, além da adoção de boas práticas de Engenharia para proteger a fauna, a flora, a vida humana e a integridade dos empreendimentos potencialmente afetados. As empresas proprietárias das linhas de transmissão deverão ser consultadas juntamente com os órgãos ambientais sobre o projeto do gasoduto Duque de Caxias/RJ – Taubaté/SP, podendo o traçado preliminar apresentado nessa publicação sofrer alterações e/ou ajustes a depender das discussões sobre as características técnicas e as necessidades operacionais dos projetos.

A **Tabela 7** apresenta uma síntese dos aspectos socioambientais mais relevantes levantados durante o desenvolvimento do traçado.

Tabela 7. Desafios e recomendações para a implantação do gasoduto Duque de Caxias (RJ) – Taubaté (SP)

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. Otimização da faixa, com vistas a minimizar cruzamentos e supressão vegetal
Uso do solo - fragmentos de vegetação nativa	Supressão de vegetação nativa. Eventual atraso na obtenção da licença ambiental	Na definição do traçado, minimizar as interferências nos remanescentes florestais, a fim de reduzir a necessidade de supressão vegetal
Processos minerários (interferência em lavra)	Sobrecusto com indenizações de atividades minerárias ou ressarcimento de estudos. Influência da atividade minerária na implantação e operação do gasoduto	Após o decreto de utilidade pública, entrar com o pedido de bloqueio junto a ANM das áreas requeridas para mineração que coincidam com as áreas de servidão. Atentar para processos que estejam em fase avançada e para extração de substância onde é necessária a utilização de explosivos
Meio físico - áreas alagáveis	Custo com abertura e escoramento das valas devido à altura do lençol freático. Movimentação de terra	Adoção de técnicas construtivas adequadas para esse tipo de terreno, a serem propostas no Projeto Executivo do gasoduto
Meio físico - relevo movimentado	Movimentos gravitacionais de massa e processos erosivos. Custos com movimentação de terra.	Otimização do traçado junto aos segmentos mais estáveis das encostas, como os divisores de água ou interflúvios
Áreas protegidas – nove unidades de conservação	Licenciamento ambiental e obtenção de anuência do órgão gestor da UC	Priorizar a travessia por áreas antropizadas no interior das nove unidades de conservação e duas zonas de amortecimento, observando as orientações dos planos de manejo das UCs.

Fonte: Elaboração própria EPE.

4.4.3. Dimensionamento Termofluido-hidráulico

Na alternativa Duque de Caxias/RJ-Taubaté/SP buscou-se entregar neste ponto a vazão de 25 milhões de m³/dia como é previsto no projeto da NTS. Para tanto, foi dimensionada a duplicação dos gasodutos GASJAP e GASCAR (trecho entre Japeri/RJ e Taubaté/SP), totalizando 294,5 km de extensão, contando com um gasoduto de 28 polegadas de diâmetro. O duto ainda teria 100 kgf/cm² de pressão de projeto e somado ao gasoduto existente GASCAR e às ECOMPs do projeto permitiriam uma vazão máxima de 25 milhões de m³/dia.

Esta simulação incluiu as duas novas ECOMPs já citadas nesta seção, uma no município de Japeri/RJ (necessária e antecessora à etapa de duplicação desse trecho) e outra no município de

Piracaia/SP, fora do traçado de duplicação, já no trecho final do GASCAR, que conecta Taubaté/SP a Paulínia/SP, e a ampliação das três existentes: ECOMP Campos Elíseos, ECOMP Vale do Paraíba, ECOMP Taubaté.

Assim, ao realizar as simulações termofluido-hidráulicas do gasoduto nessas condições não foi encontrada nenhuma restrição no escoamento do gás e foi possível entregar 25 milhões de m³/dia na interconexão das malhas. Em uma análise de cenário crítico, constatou-se por meio das simulações da malha que esta ampliação foi capaz de transportar uma quantidade significativa da oferta de gás que chega no estado do Rio de Janeiro em direção à malha da TBG, caso houvesse a interrupção de fornecimento de gás da Bolívia, ou eventual gás da Argentina.

4.4.4. Estimativas de custos

A **Tabela 8** detalha os custos associados ao projeto, agrupados em rubricas.

Tabela 8. Custos associados ao projeto do gasoduto Duque de Caxias/RJ – Taubaté/SP

Descrição	R\$ milhões	%
Custos Diretos		
Tubulação	1.083	15,4
Componentes	56	0,8
Construção e Montagem	1.471	20,9
Instalações complementares	2.096	29,7
Sistemas de Supervisão e Controle, Comunicação e Detecção de Vazamentos	18	0,3
Terrenos	284	4,0
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia, Compensação e Licenciamento Ambiental	15	0,2
BDI – Benefícios e Despesas Indiretas	1.027	14,6
Contingências	1.005	14,2
INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/24)	7.054	100

Fonte: Elaboração própria EPE.

Nota: estimativas baseadas na análise de projetos conceituais, com precisão de -20% a -50% e de +30% a +100%.

A parcela mais expressiva dos custos é relativa à Instalações Complementares, já que serão necessárias 2 novas ECOMPs e a ampliação de 3 ECOMPs existentes. Por se tratar de uma grande expansão de capacidade das existentes, o custo dessa ampliação é de aproximadamente uma nova. Logo, temos nessa rubrica, um custo de cinco ECOMPs novas de grande capacidade de escoamento.

A parte relativa aos custos de Construção e Montagem também apresenta valor elevado. Isso se deve à extensão do gasoduto e sua complexidade construtiva, com probabilidades maiores de se encontrar rochas duras durante a escavação, além de uma quantidade significativa de áreas alagadas. Destaca-se ainda que, mesmo construindo em faixa existente, neste caso, houve necessidade de ampliação da faixa em alguns trechos, tendo em vista restrições de espaço apontadas pela NTS, dona da faixa de servidão. Logo, os custos associados a terrenos, são majoritários da ampliação da faixa de servidão a ser adquirida.

É relevante destacar que a solução apresentada nesta seção além de estar associada a queda das importações de Bolívia e a oscilações da oferta da Argentina caso se concretize, é associada à necessidade também de compensar as quedas esperadas da capacidade da UPGN de Caraguatatuba (UTGCA) em injetar gás na malha, visto as perspectivas de redução da produção de Mexilhão, necessária para composição do *blend* de gás dessa UPGN. Entretanto, em cenários mais otimistas, a redução de oferta esperada pela UTGCA para o decênio pode ser mais branda ou até vir a não se concretizar, visto a possibilidade de readequação da UPGN por parte de terceiros interessados em acesso a essa unidade ou uma mudança de visão por parte da Petrobras.

Adicionalmente, a flexibilização trazida pela Autorização Especial ANP nº 836 de 2020 (ANP, 2020), bem como as discussões que têm ocorrido em relação à especificação do gás natural, também podem resultar em elevação da utilização da UTGCA. Ao se definir novos parâmetros para especificação do gás natural, a UPGN pode ser capaz de processar a mistura mais pobre em gás de Mexilhão e, com isso, manter sua oferta em patamares próximos aos níveis atuais.

Visto que a UTGCA se encontra mais próxima da conexão entre as malhas da TBG e da NTS, a elevação da oferta por esta UPGN resultaria em menores necessidades de expansão para movimentação dos 25 milhões de m³/dia para a TBG. Deste modo, é importante avaliar os custos da adequação desta UPGN em relação aos custos de ampliação de gasodutos mencionados, de forma a se indicar a melhor opção para o sistema de gás natural como um todo.

4.5. Gasoduto Sertãozinho/SP – São Carlos/SP

O gasoduto Sertãozinho/SP – São Carlos/SP (**Figura 11**) é uma alternativa para movimentar o biometano que venha a ser produzido pelo setor sucroenergético no interior do estado de São Paulo, permitindo que esse gás renovável chegue até a malha integrada de gasodutos de transporte e, assim, possa ser entregue a consumidores interessados na descarbonização do seu portfólio energético.

A seleção de Sertãozinho/SP foi feita considerando o mapa de calor do potencial de biometano no setor sucroenergético no Sudeste apresentado na **Figura 5**.



Figura 11. Mapa de localização do gasoduto Sertãozinho/SP – São Carlos/SP
 Fonte: Elaboração própria EPE.

Como já mencionado no Capítulo 3, a alternativa está alinhada com o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano, no que se relaciona ao fomento de projetos de infraestrutura que permitam conectar plantas de produção de biometano com as redes de transporte de gás natural, que sejam economicamente viáveis.

4.5.1. Resumo do traçado

A faixa de domínio do gasoduto Sertãozinho/SP – São Carlos/SP tem 99,5 km de extensão, 20 m de largura e atravessa 10 municípios no estado do São Paulo (Sertãozinho, Dumont, Barrinha, Pradópolis, Guataporá, Rincão, Santa Lúcia, Araraquara, Ibaté e São Carlos).

O duto se inicia no *cluster* idealizado para recebimento de biometano, no município de Sertãozinho/SP. A escolha desse local se deve à concentração de usinas de açúcar e etanol com potencial para produção de biometano que estão próximas a esse ponto, como detalhado no Capítulo 3. O gasoduto deve compartilhar faixa de servidão do GASBOL nos últimos 460 metros, na sua chegada à ECOMP São Carlos, no município de São Carlos/SP.

4.5.2. Análise socioambiental e dificuldades construtivas

Os principais motivadores para a definição do traçado do gasoduto Sertãozinho/SP – São Carlos/SP (Apêndices 2 - **Figura 21**) foram: i) desviar de áreas urbanas; ii) minimizar a interferência em remanescentes florestais; e iii) otimizar as travessias com os corpos hídricos da região. A diretriz referencial se estende pelos 10 municípios do estado de São Paulo mencionados acima, atravessando áreas com relativa escassez de vias pavimentadas, fato que deve demandar melhoria nos acessos para a implantação do gasoduto. A Figura relativa à análise socioambiental do gasoduto Sertãozinho/SP – São Carlos/SP se encontra no Anexo desta edição do PIG.

Na chegada do gasoduto, em São Carlos/SP, o traçado cruza com a Ferrovia Bandeirantes. A diretriz cruza com o traçado de uma linha de transmissão de rede básica (≥ 230 kV) planejada e com cinco em operação. Destas, quatro passam ao lado da ECOMP, em São Carlos/SP. Porém, não há trechos de paralelismo com essas LTs, não sendo esperados, portanto, riscos de corrosão do duto por efeito de indução eletromagnética.

O traçado referencial atravessa predominantemente áreas de cultivo de cana (76,29%), base da economia da região, seguidas por regiões de mosaico de usos (9,47%). As áreas de formação florestal (5,16%) ocorrem de forma dispersa ao longo do traçado, estando em geral associadas às matas ciliares de corpos hídricos, que representam áreas de preservação permanente (APPs). Há ainda pequenos trechos de cultivo de soja (2,75%) e de pastagem (2,37%), especialmente nos segmentos sul e central do percurso.

O traçado elaborado atravessa predominantemente unidades de relevo associados a colinas, além de planaltos e baixos platôs e planícies fluviais ou fluviolacustres (CPRM, 2010a). Do ponto de vista topográfico, as formas de relevo mencionadas mostram-se favoráveis para a passagem do gasoduto. Por outro lado, as planícies mencionadas sugerem complexidade geotécnica dos terrenos, além da possibilidade de estarem sujeitas a inundações ou alagamentos. De acordo com a base de dados consultada, essas unidades representam aproximadamente 8% do traçado.

Em relação a massas d'água, destaca-se a travessia do rio Moji-Guaçu, na altura do município de Rincão/SP, em razão da dinâmica fluvial de sua superfície de inundação, que contém meandros abandonados. Estima-se que sejam necessários ao menos 2 furos direcionais, em travessias dos rios Moji-Guaçu e Monjolinho. Os projetos detalhados sobre as condições e as características técnicas de cada furo direcional deverão ser realizados pelo agente interessado na construção do gasoduto e discutidos com os órgãos competentes para a obtenção das respectivas autorizações e licenças.

A maior parte do traçado estaria na classe de locação 1 e cerca de 6 km na classe de locação 2. Essas estimativas deverão ser revisadas e aprimoradas à medida que os trabalhos de campo, o aerolevanteamento e outros estudos complementares forem realizados pelos agentes interessados na construção do gasoduto.

A extensão total do gasoduto que se estima atravessar de rochas brandas ou sedimentos inconsolidados é cerca de 50% e o restante de rochas com maior dureza. Como não foram realizados trabalhos de campo e nem sondagens geotécnicas, recomenda-se que essas etapas de investigação do subsolo bem como outras sejam realizadas durante as etapas posteriores do projeto.

O traçado interfere em 17 processos minerários, em que prevalecem as fases de autorização de pesquisa e concessão de lavra, envolvendo substâncias como areia e argila. Há trechos com concentração de processos minerários, não sendo possível o desvio. O traçado proposto intercepta dois processos em concessão de lavra, um de areia e outro de argila.

De acordo com a base de dados consultada, não se observa interferências do traçado proposto com unidades de conservação, terras indígenas, terras quilombolas, projetos de assentamento rural ou cavidades naturais. A **Tabela 9** apresenta uma síntese dos aspectos socioambientais mais relevantes levantados durante o desenvolvimento do traçado.

Tabela 9. Desafios e recomendações para a implantação do gasoduto Sertãozinho – São Carlos (SP)

TEMA	RISCOS E/OU SOBRECUSTOS	MEDIDAS MITIGADORAS
Uso do solo - fragmentos de vegetação nativa	Supressão de vegetação nativa. Eventual atraso na obtenção da licença ambiental	Na definição do traçado, minimizar as interferências nos remanescentes florestais, a fim de reduzir a necessidade de supressão vegetal
Uso do solo - pivôs centrais de irrigação e cana-de-açúcar	Supressão de faixa (lucro cessante).	Desviar, quando possível, dos pivôs centrais de irrigação
Meio físico - áreas alagáveis	Custo com abertura e escoramento das valas devido à altura do lençol freático. Movimentação de terra	Adoção de técnicas construtivas adequadas para esse tipo de terreno, a serem propostas no Projeto Executivo do gasoduto

Fonte: Elaboração própria EPE.

4.5.3. Dimensionamento Termofluido-hidráulico

A alternativa Sertãozinho/SP – São Carlos/SP foi projetada para uma vazão inicial de até 1 milhão de m³/dia, conforme metodologia de definição dos volumes disponíveis apresentada no Capítulo 3. Uma vez definida a pressão de projeto de 100 kgf/cm², os resultados das simulações termofluido-hidráulicas sinalizaram um diâmetro de 10 polegadas para escoar tal vazão sem fazer uso de qualquer estação de compressão ao longo do traçado. Inicialmente, não são previstos pontos de entrega ao longo do traçado do gasoduto, levando-se em conta que as cidades principais percorridas pelo gasoduto já são atendidas pela concessionária de gás canalizado local que atende a região, a Necta Gás Natural.

Quando realizadas as simulações termofluido-hidráulicas do gasoduto nessas condições, não foram encontradas restrições no escoamento do gás, incluindo quando simulado junto à malha de gasodutos integrada, em que a oferta de gás biometano se juntaria à oferta de gás da Bolívia.

4.5.4. Estimativas de custos

A **Tabela 10** detalha os custos associados ao projeto, agrupados em rubricas. A parcela mais expressiva dos custos é relativa à construção e montagem, que representa 28% dos custos totais. Outra parcela que se destaca é aquela relacionada às tubulações, a qual está atrelada aos valores do dólar e do aço e representa quase 23% dos custos totais.

Tabela 10. Custos associados ao projeto do gasoduto Sertãozinho/SP – São Carlos/SP

Descrição	R\$ milhões	%
Custos Diretos		
Tubulação	131	22,7
Componentes	19	3,3
Construção e Montagem	164	28,4
Instalações complementares	21	3,7
Sistemas de Supervisão e Controle, Comunicação e Detecção de Vazamentos	7	1,2
Terrenos	60	10,5
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia, Compensação e Licenciamento Ambiental	7	1,2
BDI – Benefícios e Despesas Indiretas	86	14,9
Contingências	82	14,2
INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/24)	577	100

Fonte: Elaboração própria EPE.

Nota: estimativas baseadas na análise de projetos conceituais, com precisão de -20% a -50% e de +30% a +100%.

Essa estimativa se restringe aos custos do gasoduto de transporte do biometano, não incluindo outros processos como a produção de biogás, a purificação para obtenção de biometano, o armazenamento do resíduo e a compressão e o transporte de biometano desde as usinas até o ponto de recebimento do *cluster*, que poderia ser por meio de gasodutos ou caminhões.

É importante destacar que também poderiam ser viáveis outras formas de transportar o biometano até a malha integrada, como o transporte por carretas de GNC ou GNL. Nestas condições, é importante que o empreendedor interessado compare os custos e benefícios agregados para as diferentes alternativas de transporte. A EPE já publicou estudos que avaliaram outros modos logísticos que podem servir de base para esta comparação (EPE, 2020c, 2022b).

4.6. Gasoduto Seropédica/RJ – Japeri/RJ

O gasoduto Seropédica/RJ – Japeri/RJ (Figura 12) teria como início a planta de produção de biometano no aterro sanitário em Seropédica/RJ, que já está em operação. Essa alternativa movimentaria o biometano produzido na planta até a malha integrada de gasodutos de transporte, conectando-se à Estação de Transferência de Custódia – ETC Japeri da NTS, no município de Japeri/RJ.

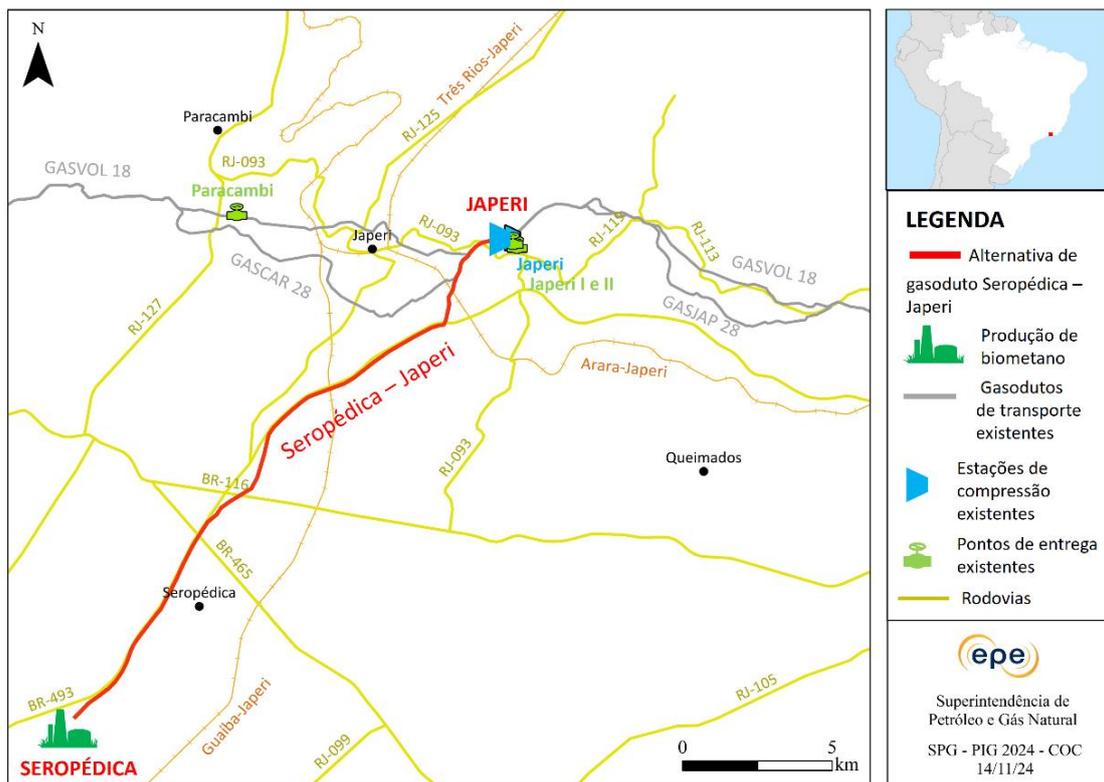


Figura 12. Mapa de localização do gasoduto Seropédica/RJ – Japeri/RJ

Fonte: Elaboração própria EPE.

A alternativa, assim como a proposta do gasoduto Sertãozinho/SP – São Carlos/SP, está alinhada com o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano. A proposta se insere na prerrogativa de conectar fontes de biometano à malha integrada de gasodutos brasileira, proporcionando a conexão de uma oferta de gás renovável a consumidores conectados a essa malha.

4.6.1. Resumo do Traçado

O traçado definido para o gasoduto possui 23 km, partindo de uma planta de purificação de biogás, situado em aterro sanitário no município de Seropédica, seguindo até um ponto de interconexão, no município de Japeri. A faixa de domínio do gasoduto Seropédica/RJ – Japeri/RJ tem 20 m de largura e atravessa os municípios de Seropédica e Japeri no estado do Rio de Janeiro. O duto margeia a BR-493, Rodovia Raphael de Almeida Magalhães, até próximo ao seu destino.

4.6.2. Análise socioambiental e dificuldades construtivas

Os principais motivadores para a definição do traçado do gasoduto Seropédica/RJ – Japeri/RJ (Apêndice 2 - **Figura 22**) foram: i) minimizar interferência em unidades de conservação; ii) desviar de edificações; iii) acompanhar a rodovia BR-493. A Figura relativa à análise socioambiental do gasoduto Seropédica/RJ – Japeri/RJ se encontra no Anexo desta edição do PIG.

O traçado referencial cruza municípios do estado do Rio de Janeiro⁷, seguindo, por quase toda a sua extensão, a rodovia BR-493, devendo-se atentar para as tratativas junto à concessionária, caso o gasoduto venha a ser construído. O gasoduto também cruza com a ferrovia EF-473 (trecho Guaíba – Japeri) no município de Seropédica, e com a ferrovia EF-15 (trecho Arara – Japeri), no município de Japeri, além de interceptar três linhas de transmissão de rede básica (≥ 230 kV) em operação, não havendo, contudo, trechos de paralelismo, evitando o risco de corrosão provocada pela indução eletromagnética.

Na chegada ao ponto de interconexão em Japeri/RJ, a diretriz segue paralela a faixas de gasodutos e oleodutos em operação (OSVOL, OSRIO, GASCAR e GASVOL), de forma a permitir o aproveitamento das faixas, caso possível.

O traçado referencial definido para o gasoduto situa-se em zona periurbana dos municípios fluminenses de Seropédica e Japeri, atravessando, majoritariamente, regiões de mosaico de usos (43,03%), seguidas por áreas de pastagem (32,58%). Embora a diretriz tenha sido estabelecida desviando das edificações existentes na região, em função da escala dos dados do MapBiomas (2023), é indicada interferência em áreas urbanizadas (19,10%), especialmente nas proximidades da sede municipal de Seropédica, em que se nota a presença de área de mineração de saibro. Destaca-se a interferência em área de formação florestal (3,73%), especialmente na Floresta Nacional de Mário Xavier, unidade de conservação federal de uso sustentável.

O traçado elaborado atravessa predominantemente unidades de relevo associados a planícies fluviais ou fluviolacustres, além de colinas (CPRM, 2017). Do ponto de vista topográfico, as formas de relevo mencionadas mostram-se favoráveis para a passagem do gasoduto. Por outro lado, as planícies mencionadas sinalizam complexidade geotécnica dos terrenos, além da possibilidade de estarem sujeitas a inundações ou alagamentos. De acordo com a base de dados consultada, essas unidades representam aproximadamente 82,5% do traçado.

Não há travessias expressivas sobre cursos d'água na região do empreendimento. Contudo, destaca-se presença de área com indicação de processo de erosão fluvial no rio Guandu, próximo de localidade conhecida como Corredeira de Nazareth.

⁷ Japeri, Miguel Pereira, Nova Iguaçu e Seropédica.

Em relação a esse rio, está prevista a utilização do método de furo direcional para sua travessia. Os projetos detalhados sobre as condições e as características técnicas de cada furo direcional deverão ser realizados pelo agente interessado na construção do gasoduto e discutidos com os órgãos competentes para a obtenção das respectivas autorizações e licenças.

A maior parte do traçado estaria na classe de locação 1, cerca de 6 km na classe de locação 2, e cerca de 1 km na classe de locação 3. Essas estimativas deverão ser revisadas e aprimoradas à medida que os trabalhos de campo, o aerolevanteamento e outros estudos complementares forem realizados pelos agentes interessados na construção do gasoduto.

A extensão total do gasoduto que se estima atravessar de rochas brandas ou sedimentos inconsolidados é cerca de 80% e o restante de rochas com maior dureza. Como não foram realizados trabalhos de campo e nem sondagens geotécnicas, recomenda-se que essas etapas de investigação do subsolo bem como outras sejam realizadas durante as etapas posteriores do projeto.

O traçado interfere em 36 processos minerários, em que prevalecem as fases de autorização de pesquisa e requerimento de pesquisa, envolvendo substâncias como ilmenita, saibro e areia. Há concentração de processos minerários em boa parte do traçado, não sendo possível o desvio. O traçado proposto intercepta dois processos em concessão de lavra de saibro, como mencionado anteriormente, embora com interferência reduzida.

A proposta de traçado intercepta quatro unidades de conservação ao longo do seu percurso, sendo uma Floresta Nacional (FLONA de Mário Xavier) e três Áreas de Proteção Ambiental (APAs do Rio Guandu, da Pedra Lisa e Jaceruba). Embora todas sejam do grupo uso sustentável, é importante consultar os órgãos gestores dessas UCs e verificar os zoneamentos e diretrizes estabelecidas em seus planos de manejo, de forma a verificar eventuais restrições e condicionantes para a implantação do gasoduto.

Na saída da planta de purificação de biogás, em Seropédica/RJ, o traçado cruza com o projeto de assentamento rural Casas Altas. De acordo com a base de dados consultada, não se observa interferências com terras quilombolas, terras indígenas e cavidades naturais.

A **Tabela 11** apresenta uma síntese dos aspectos socioambientais mais relevantes levantados durante o desenvolvimento do traçado.

Tabela 11. Desafios e recomendações para a implantação do gasoduto Seropédica – Japeri (RJ)

TEMA	RISCOS E/OU SOBRECUSTOS	MEDIDAS MITIGADORAS
Infraestrutura - paralelismo com rodovia (faixa de domínio)	Risco de recalque no pavimento ou aterro. Anuência do agente operador	Estudar de forma criteriosa na fase de projeto a proximidade com a rodovia BR-493. Consultar concessionária responsável pela operação da rodovia
Infraestrutura - paralelismo parcial com faixa de dutos	Compartilhamento de faixa. Anuência do agente operador da faixa.	Consulta ao agente operador dos gasodutos e oleodutos. Otimização da faixa, com vistas a minimizar cruzamentos e supressão vegetal
Uso do solo - fragmentos de vegetação nativa	Supressão de vegetação nativa. Eventual atraso na obtenção da licença ambiental	Na definição do traçado, minimizar as interferências nos remanescentes florestais, a fim de reduzir a necessidade de supressão vegetal
Processo minerário (proximidade)	Sobrecusto com indenizações de atividades minerárias ou ressarcimento de estudos. Influência da atividade minerária na implantação e operação do gasoduto	Manter distanciamento dos limites do bloco exploratório. Estudar eventual risco da exploração de saibro para o gasoduto, referente a processos erosivos, colapsos ou movimentos de massa
Meio físico - áreas alagáveis	Custo com abertura e escoramento das valas devido à altura do lençol freático. Movimentação de terra	Adoção de técnicas construtivas adequadas para esse tipo de terreno, a serem propostas no Projeto Executivo do gasoduto
Meio físico - erosão fluvial (proximidade)	Evolução do processo destrutivo	Verificar necessidade de execução de obra de estabilização de talude marginal do rio Guandu, próximo da Corredeira de Nazareth
Áreas protegidas - APA (interferência)	Licenciamento ambiental e obtenção de anuência do órgão gestor da UC	Priorizar a travessia por áreas antropizadas no interior das quatro unidades de conservação, observando as orientações dos planos de manejo.

Fonte: Elaboração própria EPE.

4.6.3. Dimensionamento Termofluido-hidráulico

Para fins de simulação e dimensionamento dos dutos, foi considerada como vazão da oferta de biometano, a capacidade autorizada de 204 mil m³/dia da planta de produção de biometano a partir de biogás, conforme mencionado no Capítulo 3.

Por meio de simulações termofluido-hidráulicas foi dimensionado um gasoduto com diâmetro de 6 polegadas conectado a um fornecimento a pressão de 75 kgf/cm², sem necessidade de estações de compressão. O diâmetro utilizado permite uma vazão maior do que os 204 mil m³/dia autorizados, o que viabilizaria posteriores aumentos de vazão no duto até o limite de 495 mil m³/dia. Não foram considerados pontos de entrega ao longo do gasoduto, em função da sua pequena extensão e a proximidade com a ETC Japeri, ponto final do trajeto onde se conecta ao Gasoduto GASVOL.

4.6.4. Estimativas de Custos

A **Tabela 12** detalha os custos levantados para cada rubrica destacada. Em relação aos terrenos, destaca-se que essa rubrica onera significativamente o CAPEX do gasoduto, representando quase 24% dos custos.

Tabela 12. Custos associados ao projeto do gasoduto Seropédica/RJ – Japeri/RJ

Descrição	R\$ milhões	%
Custos Diretos		
Tubulação	20	10,8
Componentes	18	9,7
Construção e Montagem	20	11,1
Instalações complementares	21	11,5
Sistemas de Supervisão e Controle, Comunicação e Detecção de Vazamentos	4	2,2
Terrenos	45	24,1
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia, Compensação e Licenciamento Ambiental	2	1,3
BDI – Benefícios e Despesas Indiretas	28	15,1
Contingências	26	14,1
INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/24)	185	100

Fonte: Elaboração própria EPE.

Nota: estimativas baseadas na análise de projetos conceituais, com precisão de -20% a -50% e de +30% a +100%.

Essa estimativa se restringe aos custos do gasoduto de transporte do biometano, não incluindo outros processos como a produção de biogás e a purificação para obtenção de biometano.

Cabe ressaltar que este gasoduto busca cumprir o papel de introduzir o biometano na malha integrada de gasodutos de transporte de gás natural, atraindo indústrias interessadas em utilizar um energético com menores níveis de emissão. Contudo, assim como a alternativa Sertãozinho/SP – São Carlos/SP, há ainda outras formas de transportar o biometano até a malha integrada, sendo elas por meio de GNC ou GNL. Cabe a realização, por parte do empreendedor interessado, de uma comparação entre os custos e os benefícios agregados para as diferentes alternativas de transporte. A EPE já publicou estudos que avaliaram outros modos logísticos que podem servir de base para esta comparação (EPE, 2020c, 2022b).

4.7. Gasoduto Iacanga/SP – Uberaba/MG

O gasoduto Iacanga/SP – Uberaba/MG (**Figura 13**) tem por objetivo, em um primeiro momento, a interiorização do gás natural em direção a Minas Gerais, abastecendo municípios no norte do estado de São Paulo e na região do Triângulo Mineiro, para o atendimento de demandas nos setores agroindustrial, fertilizantes, siderúrgico, além de demandas não industriais e de municípios próximos à diretriz do duto. Adicionalmente, em etapa posterior, este projeto, aliado à implantação de outros gasodutos, poderia ser empregado para interiorizar ainda mais a infraestrutura de gás natural no país, possibilitando o envio de gás natural para a Região Centro-Oeste para o atendimento, por exemplo, de projetos termelétricos previstos na Lei nº 14.182/2021 e de outras demandas no Distrito Federal.

Importantes cidades estão na área de influência deste gasoduto, e deste modo foram definidos como pontos de entrega para este gasoduto: Bebedouro/SP, São Joaquim da Barra/SP e Uberaba/MG. De forma adicional, outros municípios nas proximidades do gasoduto Iacanga/SP – Uberaba/MG podem se beneficiar deste projeto, seja através de gasodutos de distribuição ou ramais, tais como Barretos/SP, Ribeirão Preto/SP e Franca/SP.



Figura 13. Mapa de localização do gasoduto Iacanga/SP – Uberaba/MG
 Fonte: Elaboração própria EPE.

Este gasoduto se apresenta como uma alternativa a projetos já estudados em edições anteriores do PIG com objetivos semelhantes: trecho São Carlos/SP – Uberaba/MG do gasoduto São Carlos/SP – Brasília/DF (PIG 2019 e PIG 2022) e gasoduto Jacutinga/MG – Uberaba/MG (PIG 2022).

4.7.1. Resumo do traçado

O traçado do gasoduto lacanga/SP – Uberaba/MG se inicia na estação de compressão de lacanga/SP e tem como destino o município de Uberaba/MG, na região Triângulo Mineiro. A alternativa possui 260 km de extensão e 20 metros de largura, instalado majoritariamente em faixa nova (230 km). O trecho compartilhado, de extensão 30 km, se inicia próximo à fronteira dos municípios de Ituverava/SP e Aramina/SP e termina em Uberaba/MG. São atravessados 19 municípios em São Paulo e 1 município em Minas Gerais.

4.7.2. Análise socioambiental e dificuldades construtivas

Os principais norteadores para a definição do traçado do Gasoduto lacanga/SP – Uberaba/MG (Apêndice 2 - **Figura 23**) foram: i) desviar de áreas urbanas; ii) minimizar interferências com remanescentes florestais; iii) desviar de áreas de concentração de pivôs centrais (presentes principalmente no trecho norte da região); e iv) otimizar as travessias nos cursos d'água da região. A Figura relativa à análise socioambiental do gasoduto lacanga/SP – Uberaba/MG se encontra no Anexo desta edição do PIG.

A diretriz deste projeto se estende por 19 municípios de São Paulo e um de Minas Gerais, atravessando região predominantemente rural, com escassez de vias pavimentadas, fato que deve demandar melhoria nos acessos na fase de obras. No entanto, relevantes rodovias estaduais são atravessadas ao longo do traçado, podendo-se mencionar SP-456, SP-332, SP-351, SP-373, SP-345, SP-385, SP-304, SP-333, SP-323 e SP-385. Na altura do município de Fernando Prestes/SP, o traçado cruza com a ferrovia EF-364 (trecho Araraquara – Ponte) e com a ferrovia EF-5 (trecho Casa Branca – Araguari) no extremo norte do percurso, próximo da divisa entre Minas e São Paulo.

O traçado cruza com 13 linhas de transmissão de rede básica (≥ 230 kV) em operação e com o traçado de uma linha planejada. Destaca-se que todos os cruzamentos são realizados de forma transversal, não havendo paralelismo, fato que evita o risco de corrosão do duto por efeito da indução eletromagnética. Conforme informações da Aneel (2024), no limite entre os municípios de Morro Agudo/SP e Terra Roxa/SP, há indicação de três usinas hidrelétricas planejadas, a serem construídas no rio Pardo (UHEs Barretos, Banharão e Viradouro). Dessa forma, foi estabelecido um traçado passando próximo ao eixo previsto da UHE Viradouro, em ponto onde se prevê travessia em trecho de menor extensão pelo reservatório gerado pela UHE Banharão, caso a usina seja construída. Não obstante, se o gasoduto vier a ser construído, deve-se avaliar a situação desses projetos, de forma a estabelecer um traçado que otimize a travessia no rio Pardo.

Destaca-se que, no extremo norte do traçado, está previsto trecho de paralelismo com o oleoduto OSBRA (REPLAN – Senador Canedo) para permitir, caso possível, a utilização da faixa de servidão existente.

A diretriz do projeto atravessa majoritariamente áreas de cultivo de cana (67,48%), que possuem grande importância na economia da região, seguidas por propriedades de mosaico de usos (18,23%) e de plantio de soja (5,2%), presentes de forma esparsa ao longo de todo o traçado. No trecho norte do percurso nota-se a presença de pivôs centrais em áreas de plantio de soja. Há poucos trechos de formação florestal atravessados (2,69%), estando em geral associados às matas ciliares de corpos hídricos, que constituem áreas de preservação permanente (APPs). Portanto é esperada baixa supressão de vegetação nativa para a implantação do gasoduto.

O traçado elaborado atravessa predominantemente unidades de relevo associados a colinas, além de planícies fluviais ou fluviolacustres (CPRM, 2010a; 2010b). Do ponto de vista topográfico, as formas de relevo mencionadas mostram-se favoráveis para a passagem do gasoduto. As planícies mencionadas sinalizam complexidade geotécnica dos terrenos, além da possibilidade de estarem sujeitas a inundações ou alagamentos. De acordo com a base de dados consultada, essas unidades representam aproximadamente 2,5% do traçado. O gasoduto Iacanga/SP – Uberaba/MG interfere em apenas um processo minerário associado a requerimento de pesquisa para a exploração de diamante industrial enquanto há dois processos em fase de disponibilidade.

A definição da diretriz do gasoduto buscou otimizar as travessias dos corpos hídricos da região de estudo. Há duas travessias relevantes ao longo do traçado proposto, ambas cruzando trechos dos reservatórios das UHEs Promissão, no rio Tietê, entre Iacanga/SP e Ibitinga/SP, e Porto Colômbia, no rio Grande, entre Igarapava/SP e Uberaba/MG. Estima-se que seriam necessários aproximadamente 13 furos direcionais ao longo do traçado incluindo, além das travessias dos rios Tietê e Grande, os seguintes: Rio São Lourenço, Ribeirão da Onça, Ribeirão dos Porcos, Rio Pardo, Ribeirão Indaiá, Rio Sapucaí, bem como alguns trechos de maior extensão de riachos. Os projetos detalhados sobre as condições e as características técnicas de cada furo direcional deverão ser realizados pelo agente interessado na construção do gasoduto e discutidos com os órgãos competentes para a obtenção das respectivas autorizações e licenças.

O traçado do gasoduto Iacanga/SP – Uberaba/MG se encontra integralmente na classe de locação 1 visto atravessar áreas predominantemente rurais. Destaca-se, no entanto, que essas estimativas deverão ser revisadas e aprimoradas à medida que os trabalhos de campo, o aerolevanteamento e outros estudos complementares forem realizados pelos agentes interessados para a implantação do projeto.

A proposta de traçado intercepta uma unidade de conservação estadual de uso sustentável, a Área de Proteção Ambiental (APA) Ibitinga, criada no ano de 1987, com intuito de conservar os remanescentes florestais e os recursos hídricos do município homônimo. Nessa APA, há predomínio de atividade agropecuária, além da área urbana de Ibitinga/SP. O traçado não interfere com outras áreas protegidas ou de interesse socioambiental, como terras quilombolas, terras indígenas, cavernas ou projetos de assentamento rural.

A **Tabela 13** apresenta uma síntese dos aspectos socioambientais mais relevantes levantados durante o desenvolvimento do traçado.

Tabela 13. Desafios e recomendações para a implantação do gasoduto Porto Murtinho/MS - Campo Grande/MS

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 OSBRA. 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 três UHEs planejadas no rio Pardo.
Áreas protegidas - APA (interferência)	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) Ibitinga, observando as orientações do plano de manejo da UC, que se encontra em fase de elaboração.
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 OSBRA. Otimização da faixa, com vistas a minimizar cruzamentos e supressão vegetal

Fonte: Elaboração própria EPE.

Destaca-se a necessidade de realização, por parte dos agentes econômicos interessados na construção do gasoduto, de estudos detalhados como aqueles necessários à análise de riscos e danos, além da adoção de boas práticas de Engenharia para proteger a fauna, a flora, a vida humana e a integridade dos empreendimentos potencialmente afetados.

As empresas proprietárias das infraestruturas que poderão ser impactadas pelo gasoduto Iacanga/SP – Uberaba/MG deverão ser consultadas, juntamente com os órgãos ambientais pertinentes sobre este projeto. Deste modo, discussões sobre as características técnicas e as necessidades operacionais dos empreendimentos impactados podem resultar em alterações e/ou ajustes em relação ao traçado preliminar considerado neste estudo, para esta alternativa.

4.7.3. Dimensionamento Termofluido-hidráulico

O gasoduto Iacanga/SP – Uberaba/MG considerou a instalação de dois pontos de entrega. O primeiro em Bebedouro/SP (500 mil m³/dia) devido à existência de agroindústria relevante no município e de rede local de distribuição de gás natural, a qual é abastecida atualmente por caminhões de GNC. O segundo ponto de entrega deste projeto, em São Joaquim da Barra/SP (500 mil m³/dia), foi definido devido à existência de indústria siderúrgica relevante no município e proximidade ao município de Orlandia, que também possui rede local de distribuição não conectada, de modo que este ponto de entrega poderia atender a ambos os municípios.

Por fim, o projeto foi dimensionado para permitir enviar 5 milhões de m³/dia para Uberaba/MG após o abastecimento dos demais pontos de entrega. A elevada concentração de entrega de gás no fim do duto se justifica pela possibilidade de interiorização do gás natural em direção ao Centro-Oeste e pela possibilidade da implantação de uma planta de fertilizantes nitrogenados, planta de metanol, planta de produção de biocombustíveis, entre outras, com potencial de consumo âncora de gás natural. Adicionalmente, Uberaba/MG apresenta-se como um município com relevante potencial econômico e no qual já se encontram instaladas fábricas de produção de fertilizantes, as quais podem se beneficiar da chegada do gás natural como insumo para seus processos de produção (uso energético e como matéria-prima).

Uma vez definida a vazão de 6 milhões de m³/dia para atendimento das demandas propostas para o gasoduto Iacanga/SP – Uberaba/MG, foram realizadas simulações termofluido-hidráulicas considerando que a oferta de gás para este duto viria do GASBOL, na saída da estação de compressão de Iacanga/SP. Para o perfil de entregas descrito e considerando a distância de 260 km do projeto, a altimetria e uma pressão de operação de 100 kgf/cm² determinou-se, por meio de simulação termofluido-hidráulica, que o gasoduto possuiria um diâmetro de 18 polegadas sem estações de compressão ao longo do seu traçado. Optou-se pela não utilização de estações de compressão neste projeto de modo a permitir futura ampliação de capacidade através da instalação destes equipamentos. Assim, a ampliação seria realizada conforme a necessidade de atendimento da expansão da demanda, principalmente quando se considera a utilização deste duto como vetor da interiorização do gás natural.

Destaca-se, por fim, que este projeto se conecta ao GASBOL, cujo trecho atualmente movimenta volumes de gás natural oriundos da Bolívia, com cenários de incerteza quanto à sua capacidade de fornecimento. Neste sentido, soluções como o gás argentino ou brasileiro sendo escoado pelo GASBOL ou, até mesmo, novas descobertas de gás boliviano recompondo as reservas do país são fundamentais para viabilização do projeto.

4.7.4. Estimativas de custos

A **Tabela 14** detalha os custos levantados para cada rubrica destacada. Do ponto de vista construtivo o gasoduto não apresenta elevada complexidade, atravessando majoritariamente áreas rurais (principalmente pastagem) e planas além de haver um pequeno trecho em que há compartilhando de faixa de servidão com o oleoduto OSBRA. Destaca-se, no entanto, a ocorrência de considerável trecho com possibilidade de rochas duras, o que acaba por elevar a complexidade construtiva e custos.

Tabela 14. Custos associados ao projeto do gasoduto Iacanga/SP – Uberaba/MG

Descrição	R\$ milhões	%
Custos Diretos		
Tubulação	701	24,1
Componentes	30	1,0
Construção e Montagem	1.176	40,4
Instalações complementares	83	2,9
Sistemas de Supervisão e Controle, Comunicação e Detecção de Vazamentos	16	0,6
Terrenos	25	0,9
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia, Compensação e Licenciamento Ambiental	14	0,5
BDI – Benefícios e Despesas Indiretas	452	15,5
Contingências	409	14,1
INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/24)	2.908	100

Fonte: Elaboração própria EPE.

Nota: estimativas baseadas na análise de projetos conceituais, com precisão de -20% a -50% e de +30% a +100%.

Os tubos também se apresentam como uma parcela com participação expressiva nos custos do projeto visto estarem diretamente atrelados ao dólar e às variações dos custos de commodities.

Conforme mencionado, este gasoduto tem como objetivo atender as demandas ao longo do seu traçado, bem como possibilitar a interiorização do gás em direção à Região Centro-Oeste, sendo uma das alternativas para movimentação do gás até Uberaba/MG. Destaca-se, ainda, que dada a importância do envio de gás para Uberaba/MG e, posteriormente, para a Região Centro-Oeste, outras rotas como estudadas no PIG 2019 e PIG 2022 podem ser consideradas.

4.8. Gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA – Imperatriz/MA

A alternativa de projeto de gasoduto de transporte denominada Santo Antônio dos Lopes/MA – Imperatriz/MA (**Figura 14**) consiste em uma nova infraestrutura de transporte de gás natural tendo como origem o gás natural produzido na Bacia do Parnaíba e dois novos pontos de entrega, sendo o primeiro localizado em Açailândia/MA e o segundo em Imperatriz/MA, conforme a proposta de traçado apresentada na **Figura 14**.

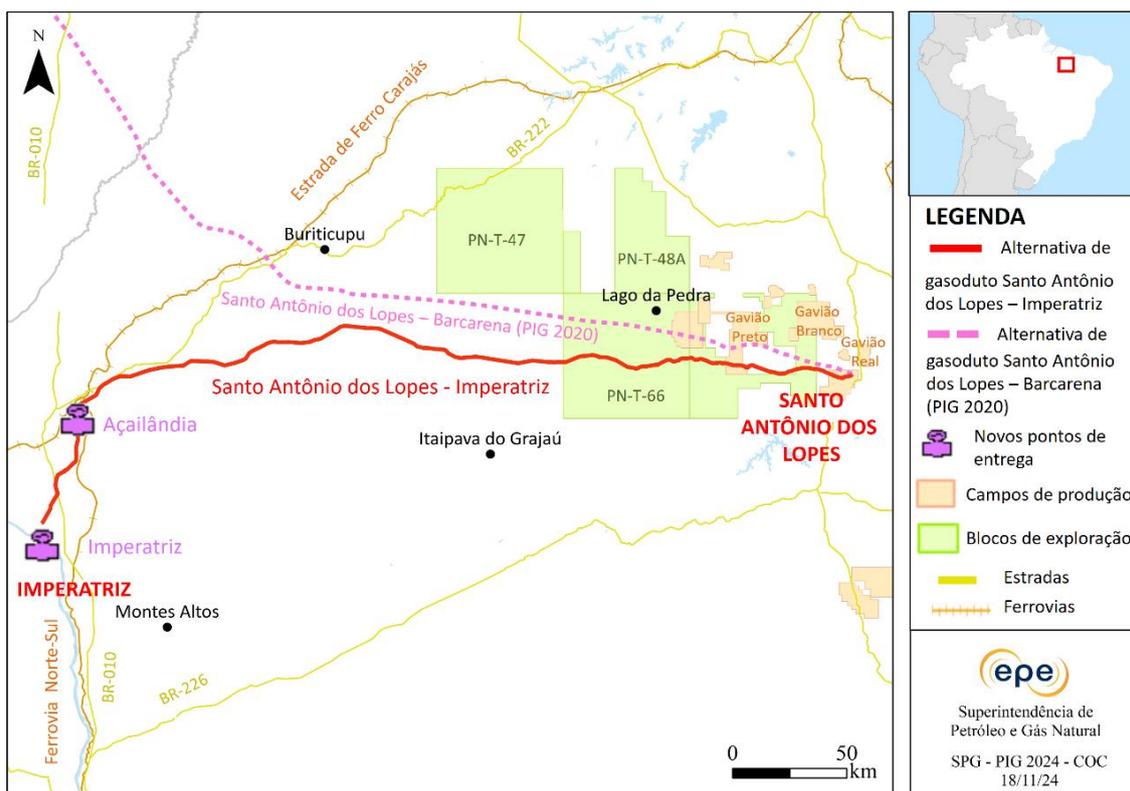


Figura 14. Mapa de localização do gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA – Imperatriz/MA
 Fonte: Elaboração própria EPE.

O município de Imperatriz é o segundo maior centro populacional, econômico, político e cultural do Maranhão. A cidade é o cruzamento entre a soja proveniente do município de Balsas, no sul do estado, a extração de madeira, na fronteira com o Pará e a siderurgia em Açailândia (PREFEITURA DE IMPERATRIZ, 2024).

Destaca-se a fábrica da Suzano Papel e Celulose com capacidade produtiva de 1,7 milhão de toneladas de celulose e 60 mil toneladas de *tissue*⁸ ao ano (SUZANO, 2024a). O município de Açailândia é um grande polo produtor de ferro-gusa com capacidade de 1 milhão de toneladas por ano. O município processa a matéria-prima movimentada pela Estrada de Ferro Carajás com origem nas minas localizadas no Pará (AVB, 2024).

As estimativas de custos do gasoduto de transporte dessa publicação foram feitas a título de comparação com o modelo de negócios em desenvolvimento na região: o transporte de GNL de pequena escala via caminhões. A Eneva produtora de gás natural na Bacia do Parnaíba fornecerá GNL para a frota de caminhões da Virtu GNL a fim de atender a fábrica de celulose da Suzano em Imperatriz⁹ (ENEVA, 2024). Destaca-se a relevância da alternativa de gasoduto em atender cidades próximas ao polo produtor de gás natural de origem nacional no Maranhão, a promoção da

⁸ *Tissue* refere-se aos lençóis descartáveis (SUZANO, 2024b).

⁹ No início de 2024, a Eneva, a Scania e a Virtu GNL firmaram contratos para desenvolver um corredor de caminhões movidos a GNL nas Regiões Norte e Nordeste. A Eneva fornecerá o GNL que será usado no transporte de cargas, a Scania será responsável pela frota de caminhões e a Virtu GNL manterá as operações dos caminhões e dos postos de abastecimento. Com autonomia de mais de 700 km, os caminhões a GNL possuem como vantagens a operação mais silenciosa e a redução de poluentes emitidos para a atmosfera. A primeira fase do projeto será iniciada pela Rota do Matopiba, atravessando o Maranhão, o Tocantins, o Piauí e a Bahia, de produtos movimentados pelo Porto de Itaqui, em São Luís/MA. A Virtu GNL implantará dois postos de abastecimento nos municípios de Presidente Dutra/MA e Balsas/MA com investimento inicial de R\$ 180 milhões (ENEVA, 2024).

interiorização do gás natural e a possibilidade de redução de emissões de gases do efeito estufa decorrentes do uso de diesel e outros combustíveis mais poluentes pelo modo rodoviário.

4.8.1. Resumo do traçado

A proposta de traçado possui 422 km de extensão em faixa de domínio nova com 20 m de largura e atravessa os municípios maranhenses de Santo Antônio dos Lopes, Pedreiras, Poção de Pedras, Lago da Pedra, Marajá do Sena, Santa Luzia, Arame, Buriticupu, Bom Jesus das Selvas, Açailândia, São Francisco do Brejão e Imperatriz.

4.8.2. Análise socioambiental e dificuldades construtivas

Os principais motivadores para a definição da diretriz do gasoduto Santo Antônio dos Lopes – Imperatriz (Apêndice 2 - **Figura 24**) foram: i) desviar da terra indígena Araribóia; e ii) buscar proximidade de rodovias existentes na região. A diretriz se estende pelos 12 municípios do estado do Maranhão citados, cruzando regiões rurais com escassez de vias pavimentada, fato que demandará abertura de acessos e melhorias dos existentes na fase de obras. Na altura do município de Açailândia o traçado cruza com a ferrovia Açailândia – Aguiarnópolis.

O traçado cruza com sete linhas de transmissão de rede básica (≥ 230 kV) em operação. Destaca-se que há trechos de paralelismo entre a diretriz e as LTs 500 kV Açailândia - Presidente Dutra e 230 kV Imperatriz - Siderúrgica Aço Verde, devendo-se avaliar questões relativas à proteção catódica do duto, de forma a mitigar o risco de corrosão provocada pela indução eletromagnética.

A diretriz referencial atravessa predominantemente áreas de pastagem (73,77%), intercaladas por áreas formação florestal (17,95%) em região de transição entre os biomas Cerrado e Amazônia, especialmente no trecho entre Santo Antônio dos Lopes (MA) e a região próxima da terra indígena Araribóia. Portanto, a construção do duto demandará significativa supressão de vegetação, devendo-se buscar otimizar a abertura de acessos e a localização de áreas de apoio, tais como os canteiros de obra. Destaca-se ainda a presença de pequenos trechos de cultivo de soja (2,56%) e, no município de Imperatriz/MA, de silvicultura (1,10%).

O traçado elaborado atravessa diversas unidades de relevo com maior predominância de platôs dissecados, planaltos e vales encaixados (CPRM, 2013). Os vales encaixados exigem maior atenção do ponto de vista topográfico em função das rupturas de declive mais acentuadas. Os morros e serras baixas, localizados nos municípios de Imperatriz/MA e São Francisco do Brejão/MA, também exigem cuidados para a definição do traçado. Essas unidades representam aproximadamente 20% do traçado.

Não há travessias expressivas sobre cursos d'água na região do empreendimento. Entre as travessias, destacam-se os rios: Mearim, Grajaú e Pindaré. Entre os cruzamentos, destacam-se as rodovias BR-010 e MA-12 e a ferrovia Norte-Sul.

Aproximadamente 96% da extensão estaria em classe de locação 1 e o restante em classe de locação 2. Destaca-se, no entanto, que essas estimativas deverão ser revisadas e aprimoradas à medida que os trabalhos de campo, o aerolevanteamento e outros estudos complementares forem realizados pelos agentes interessados para a implantação do projeto.

Como não foram realizados mapeamentos geológico-geotécnicos na faixa de domínio, estima-se, com base nos mapas públicos disponíveis, que cerca de 50% a extensão atravessaria sedimentos

inconsolidados, 48% passariam por rochas brandas e 2% seriam equivalentes às rochas de escavação mais difícil. Outro fator relevante para a movimentação de máquinas e equipamentos durante a construção, é que a maioria das vias de acesso seriam estradas de terra localizadas em relevo ondulado a suave. O traçado interfere em 10 processos minerários associados às fases de autorização de pesquisa e disponibilidade, envolvendo substâncias como bauxita e minério de ferro. O traçado não intercepta processos em fase de concessão de lavra.

A proposta de traçado foi delineada no sentido de desviar da Terra Indígena Arariboia, a fim de evitar interferência direta ou com o buffer de aproximação, nos termos da Portaria Interministerial nº 60, de 24/03/2015, que trata da elaboração de estudos de componente indígena – ECI. O traçado cruza 24 projetos de assentamento rural, com forte concentração nos municípios de Bom Jesus da Selva/MA, Buriticupu/MA e Santa Luzia/MA.

De acordo com base consultada, o traçado não intercepta cavidades naturais, territórios quilombolas e unidades de conservação. A **Tabela 15** apresenta uma síntese dos aspectos socioambientais mais relevantes levantados durante o desenvolvimento do traçado.

Tabela 15. Desafios e recomendações para a implantação do gasoduto Santo Antônio dos Lopes – Imperatriz/MA

TEMA	RISCOS E/OU SOBRECUSTOS	MEDIDAS MITIGADORAS
Abertura de acessos	Atraso nas atividades durante o período chuvoso. Supressão vegetal. Custos com movimentação de terra e bota-fora. Eventuais atrasos na obtenção da licença ambiental	Realizar a abertura de acessos preferencialmente fora do período chuvoso. Aproveitar ou otimizar acessos existentes
Uso do solo - fragmentos de Vegetação Nativa	Supressão de vegetação nativa. Eventual atraso na obtenção da licença ambiental	Na definição do traçado, minimizar as interferências nos remanescentes florestais, a fim de reduzir a necessidade de supressão vegetal
Meio físico - relevo movimentado	Movimentos gravitacionais de massa e processos erosivos. Custos com movimentação de terra.	Otimização do traçado junto aos segmentos mais estáveis das encostas, como os divisores de água ou interflúvios
Áreas protegidas - reservas legais	Custo adicional para retificação do CAR e realocação das Áreas de Reserva Legal	No detalhamento do projeto de engenharia, minimizar a intervenção nas áreas de Reserva Legal atravessadas pelos traçados
Áreas protegidas - terras indígenas	Anuência da FUNAI. Elaboração de Estudo de Componente Indígena (ECI)	Desviar da TI Araribóia, mantendo, se possível, um distanciamento de 5 km na Amazônia Legal e 3 km no Cerrado, a fim de buscar evitar a elaboração de Estudo de Componente Indígena (ECI). Destaca-se que, em casos excepcionais, a Funai pode solicitar a elaboração de ECI mesmo fora das distâncias mencionadas.

Fonte: Elaboração própria EPE.

Destaca-se a necessidade de realização, por parte dos agentes econômicos interessados na construção do gasoduto, de estudos detalhados como aqueles necessários à análise de riscos e danos, além da adoção de boas práticas de Engenharia para proteger a fauna, a flora, a vida humana e a integridade dos empreendimentos potencialmente afetados. As empresas proprietárias das linhas de transmissão deverão ser consultadas juntamente com os órgãos ambientais sobre o projeto do gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA – Imperatriz/MA, podendo o traçado preliminar apresentado nessa publicação sofrer alterações e/ou ajustes a depender das discussões sobre as características técnicas e as necessidades operacionais dos projetos.

4.8.3. Dimensionamento Termofluido-hidráulico

A alternativa Santo Antônio dos Lopes/MA – Imperatriz/MA foi projetada para uma vazão inicial de até 2 milhões de m³/dia para atender a demanda projetada para os pontos de entrega nos municípios maranhenses de Açailândia e Imperatriz (até 1 milhão de m³/dia em cada ponto de entrega). Optou-se por estes municípios devido a seus potenciais de consumo industrial, principalmente nos setores de siderurgia e produção de celulose. Uma vez definida a pressão de entrada no gasoduto no polo de processamento de gás da Eneva de 100 kgf/cm², os resultados das simulações termofluido-hidráulicas sinalizaram um diâmetro de 18 polegadas para escoar tal vazão sem fazer uso de qualquer estação de compressão ao longo do traçado.

Assim, ao realizar as simulações termofluido-hidráulicas do gasoduto nessas condições, não foram encontradas restrições no escoamento do gás. O gasoduto estaria desconectado da malha integrada de transporte de gás natural, mas sua conexão a essa malha poderia ser avaliada em projetos futuros.

4.8.4. Estimativas de custos

A **Tabela 16** detalha as estimativas de custos levantados para cada rubrica destacada.

Tabela 16. Custos associados ao projeto do gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA – Imperatriz/MA

Descrição	R\$ milhões	%
Custos Diretos		
Tubulação	1.279	37,4
Componentes	43	1,3
Construção e Montagem	881,5	25,8
Instalações complementares	71	2,1
Sistemas de Supervisão e Controle, Comunicação e Detecção de Vazamentos	25	0,7
Terrenos	111	3,2
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia, Compensação e Licenciamento Ambiental	18	0,5
BDI – Benefícios e Despesas Indiretas	507	14,8
Contingências	486	14,2
INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/24)	3.421,5	100

Fonte: Elaboração própria EPE.

Nota: estimativas baseadas na análise de projetos conceituais, com precisão de -20% a -50% e de +30% a +100%.

A parcela mais expressiva dos custos é relativa à Tubulação, já que o gasoduto é extenso e a rubrica está diretamente atrelada ao dólar e às variações dos custos de commodities. Outro custo relevante a destacar é a Construção e Montagem deste gasoduto, que precisaria da abertura de faixa de domínio inteiramente nova, entretanto, atravessaria áreas rurais e teria travessias de complexidade moderada a baixa.

Cabe destacar que este duto é mais um que se insere no contexto de se encontrar novas alternativas de consumo do gás processado na Bacia do Parnaíba. No PIG 2020, três alternativas já tinham como ponto de origem o complexo termelétrico da ENEVA. Este, contudo, busca alcançar municípios ainda não atendidos por gás natural ou atendidos por outros modais, por isso, com esta análise, seria possível inclusive a comparação entre os custos associados dos modais.

5. Estimativas de Emprego e Renda

As estimativas de emprego e renda elaboradas para o PIG 2024 apresentam-se como um aprimoramento metodológico trazido no atual ciclo do Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte, sendo a primeira edição em que tais projeções são calculadas para o plano. As perspectivas de emprego e renda são elaboradas, utilizando as estimativas de investimentos (CAPEX) relativas às alternativas analisadas.

5.1. Modelo Insumo-Produto EPE-FIPE

A partir de um Modelo Insumo-Produto¹⁰ foi realizada a estimativa de impactos que os investimentos elaborados no PIG 2024 poderiam ter em relação à geração de emprego e renda no Brasil, em virtude dos projetos de gasodutos de transporte.

O modelo apresenta as seguintes premissas e limitações:

- Modelo Insumo-Produto para o Brasil, com 73 setores (64 setores tradicionais¹¹ + 9 setores energéticos¹²), construído em parceria com a Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas (FIPE);
- 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;

¹⁰ 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)

¹¹ Setores não relacionados à geração de energia.

¹² 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 e gás natural.

- 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;

- O modelo admite uma função de produção do tipo Leontief¹³, em que a relação entre os insumos utilizados por cada setor na sua produção é definida por coeficientes técnicos fixos;

- O modelo assume a premissa de que a estrutura econômica considerada no modelo é similar à estrutura do ano de 2018¹⁴;

- 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. Dessa forma, parte das novas ocupações podem ser encerradas após o fim do projeto.

5.2. Resultado dos Investimentos na Geração de Emprego e Renda

O valor e a estrutura dos investimentos totais e por empreendimento considerados na simulação tomou como base as informações levantadas sobre os projetos elaborados ao longo do Capítulo 4. Na simulação dos impactos econômicos e sociais com Modelo Insumo-Produto são considerados como choque de investimentos apenas a parcela dos recursos alocados em compras no país (investimento efetivo), excluindo-se os vazamentos de recursos na forma de importações (pagamentos ao setor externo) e de impostos (pagamentos ao governo). Cabe mencionar que o último é considerado vazamento em função do tratamento exógeno do governo dentro do modelo. No entanto, é importante mencionar que o aumento dos impostos pode representar novos ciclos de aumento do PIB e do emprego não capturados na modelagem utilizada.

As informações dos investimentos totais e por empreendimento considerados na simulação e os resultados, em termos dos impactos sobre o PIB e o emprego, são detalhados na **Tabela 17**.

De forma sintética, considerando o total de investimentos, espera-se uma expansão de 0,15% do PIB ou R\$ 16,6 bilhões, o que representa um efeito multiplicador de 1,37. Em termos de emprego,

¹³ 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).

¹⁴ 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 Fipe 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.

espera-se um aumento de 0,08% ou 82,1 mil pessoas ocupadas durante a execução dos projetos de investimentos.

Tabela 17. Informações e impactos dos investimentos do PIG sobre o PIB e o emprego

Gasodutos de transporte	CAPEX ¹ (Milhões R\$)	Investimento Efetivo ² (Milhões R\$)	Impacto no PIB (Milhões R\$)		Impacto no Emprego ³ (unidades)		Multiplicador ⁴
			Valores	Var (%)	Valores	Var (%)	
Iacanga/SP - Uberaba/MG	2.740,85	1.514,25	2.083,05	0,02	10.512	0,01	1,38
Siderópolis/SC - Porto Alegre/RS	2.085,05	1.148,04	1.579,56	0,01	7.947	0,01	1,38
Sertãozinho/SP - São Carlos/SP	534,94	299,43	412,33	0,00	2.044	0,00	1,38
Seropédica/RJ - Japeri/RJ	167,50	102,72	141,11	0,00	680	0,00	1,37
Porto Murinho/MS - Campo Grande/MS	5.546,68	2.215,78	3.038,97	0,03	14.839	0,01	1,37
Santo Antônio dos Lopes/MA - Imperatriz/MA	3.123,89	1.312,35	1.805,17	0,02	8.988	0,01	1,38
Uruguaiana/RS - Triunfo/RS	6.251,21	2.671,25	3.665,04	0,03	18.231	0,02	1,37
Duque de Caxias/RJ - Taubaté/SP	6.430,28	2.812,68	3.844,64	0,04	18.898	0,02	1,37
Total	26.880,40	12.076,50	16.569,86	0,15	81.140	0,08	1,37

Notas: (1) CAPEX elaborados no Capítulo 4, em R\$, excluindo os valores relativos ao IPI e ao ICMS; (2) CAPEX excluindo vazamentos (impostos + importação); (3) População ocupada; (4) Do investimento efetivo sobre o PIB.

Fonte: Elaboração própria EPE.

É importante destacar que as taxas de variação percentuais informadas consideram como referência os valores para o ano de 2023 do PIB (R\$ 10,9 trilhões) e do número de ocupações (101 milhões), publicados pelo IBGE no âmbito das Contas Nacionais Trimestrais do 2º Trimestre de 2024 e da Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios de Setembro de 2024, respectivamente.

6. Resultados e Discussão

Conforme apresentado ao longo deste estudo, foram mapeados oito projetos indicativos de novos de gasodutos de transporte, com os objetivos de movimentar gás importado argentino; reforçar a malha de gasodutos existente, retirando restrições e ampliando a capacidade de movimentação de gás; viabilizar rotas de escoamento do biometano e interiorizar o gás natural para permitir o atendimento de novos mercados. Estes projetos são apresentados na **Tabela 18**, junto a suas extensões, diâmetros, vazões e valores de CAPEX estimados.

Tabela 18. Projetos de Gasodutos de Transporte analisados no ciclo do PIG 2024

Gasoduto	Extensão (km)	Diâmetro (pol)	Vazão (milhões de m ³ /dia)	Custos Diretos ² (R\$ milhões)	Custos Indiretos ² (R\$ milhões)	Custo Total ² (R\$ milhões)
Porto Murinho/MS – Campo Grande/MS	392	32	15	4.344	1.774	6.119
Uruguaiana/RS – Triunfo/RS ¹	593	24	15	4.854	1.976	6.831
Siderópolis/SC – Porto Alegre/RS ¹	249	16	2	1.545	669	2.213
Duque de Caxias/RJ – Taubaté/SP ¹	295	28	20	5.008	2.047	7.054
Sertãozinho/SP – São Carlos/SP	99,5	10	1	402	175	577
Seropédica/RJ – Japerí/RJ	23	6	0,2	128	56	185
Iacanga/SP – Uberaba/MG	260	18	6	2.031	875	2.908
Santo Antônio dos Lopes/MA – Imperatriz/MA	422	18	2	2.411	1.011	3.421
Total	2.335,5	-	61,2	20.723	8.583	29.308

Fonte: Elaboração própria EPE.

Nota: ¹ Projetos já apresentado em edições anteriores do PIG, mas que sofrem atualização de metodologia de cálculo e de ferramenta utilizada, gerando alteração dos valores.

² As estimativas são baseadas na análise de projetos conceituais, com precisão de -20% a -50% e de +30% a +100%.

A **Tabela 18** mostra investimentos na ordem de mais de 29 bilhões de reais em gasodutos que ultrapassam 2.300 km de extensão. Nota-se um aumento no número de alternativas e de extensão de gasodutos analisados neste PIG em relação ao ciclo anterior. Contudo, observa-se que as alternativas avaliadas no PIG 2024 apresentam custos menores quando comparados ao PIG 2022. Isto fica mais evidenciado quando se compara os custos do projeto Duque de Caxias/RJ – Taubaté/SP analisados em ciclos seguidos, 2022 e 2024. Isto se explica pela revisão e atualização nas ferramentas de precificação de CAPEX adotada pela EPE nos últimos anos, que geraram alteração de valores já calculados anteriormente.

É importante lembrar que os custos estimados para cada projeto individualmente não variam de forma linear com a extensão, uma vez que o diâmetro de cada alternativa, a necessidade ou não de estações de compressão ao longo de sua extensão, além dos parâmetros relacionados à construção deles, podem variar bastante. Logo, a utilização dos números apresentados na **Tabela 18** em casos distintos das alternativas acima, podem implicar em aproximações com elevado grau de imprecisão.

Todos os projetos elencados neste trabalho foram estudados de forma indicativa, como alternativas potenciais para a expansão da malha de gasodutos de transporte, e sua implementação futura dependerá do equacionamento de diversos fatores por parte dos agentes interessados em cada empreendimento, como: a assinatura de contratos de oferta de gás natural; a assinatura de contratos de demanda de gás natural; o estabelecimento de acordos para interconexão com os gasodutos existentes; a realização de chamada pública para alocação de capacidade; o detalhamento dos estudos socioambientais e de engenharia; entre outros.

De forma geral, as alternativas estudadas, com exceção da alternativa Santo Antônio dos Lopes – Imperatriz que ainda permaneceria isolada, podem aumentar a disponibilidade de oferta de gás natural ou agregar novas demandas ao Sistema de Transporte de Gás Natural do Brasil. Isto beneficiaria todos os usuários conectados à malha integrada, que passariam a contar com diversificadas opções de compra e venda de gás natural. Dentro do contexto de aperfeiçoamento dos marcos legal e regulatório, somado aos benefícios dos programas governamentais de incentivo ao gás natural, espera-se que estes novos pontos de oferta ou demanda possam impactar positivamente na competitividade do mercado de gás natural.

7. Panorama dos Projetos Publicados em Edições Anteriores do PIG

Esta seção apresenta uma atualização sobre os projetos de gasodutos analisados nos ciclos do PIG 2019, 2020 e 2022. As informações apresentadas refletem o *status*¹⁵ dos projetos até a data de elaboração desta edição.

O PIG 2024 apresentou 8 projetos de gasodutos de transporte, somando 2.333,5 km de extensão e investimentos estimados em R\$ 29,3 bilhões (**Tabela 18**). A **Figura 15** resume os projetos estudados nas quatro edições do PIG (2019, 2020, 2022 e 2024).

¹⁵ A implantação de um gasoduto de transporte envolve várias etapas. Primeiramente, realiza-se um estudo de viabilidade técnico-econômica, que pode incluir projeção de demanda, análise de mercado e avaliações de alternativas tecnológicas atuais. Em seguida, são conduzidos estudos de traçado e elaborando o projeto básico. Após a obtenção das licenças ambientais e a realização de chamadas públicas, o projeto é submetido à aprovação da Decisão Final de Investimento (FID). Após a FID, a fase de construção inclui a instalação de tubulações, válvulas, estações de compressão e outros equipamentos. Após a conclusão da etapa de construção, são realizados testes e comissionamento para garantir a integridade e o desempenho do sistema. Finalmente, o gasoduto é colocado em operação comercial, transportando gás natural atendendo aos diversos segmentos existentes.

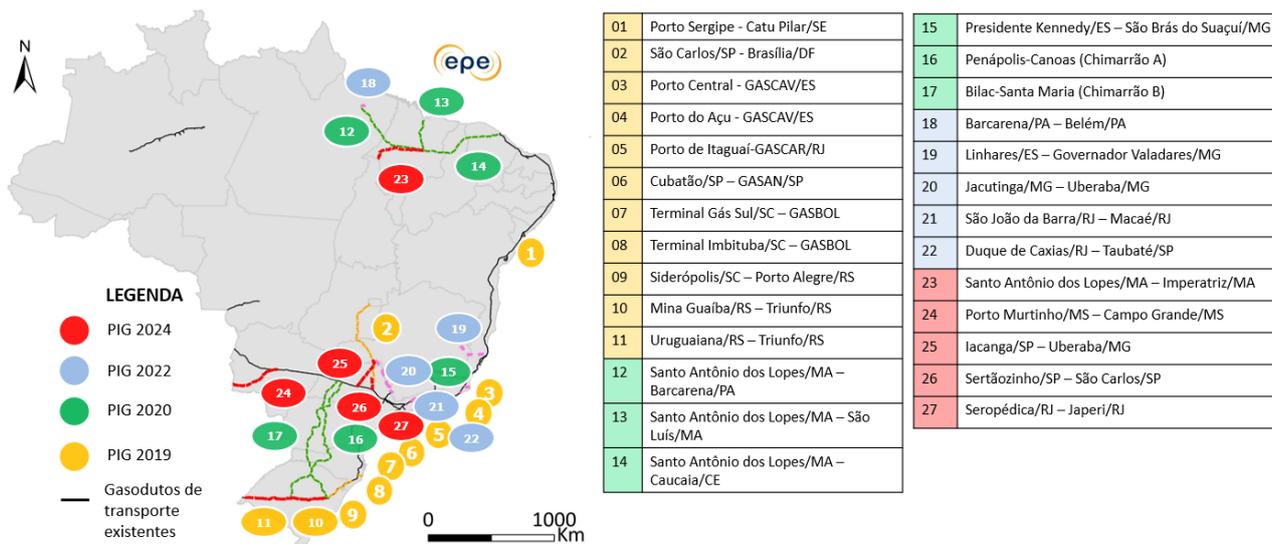


Figura 15. Mapa de localização das alternativas estudadas no PIG 2019, 2020, 2022 e 2024.

Fonte: Elaboração própria EPE.

No ciclo de 2019 foram analisados 11 projetos que totalizaram 1.969 km de extensão e R\$ 17 bilhões em investimento. No ciclo seguinte, em 2020 foram elaborados 6 projetos que resultaram em 4.380 km de dutos de R\$ 44 bilhões em investimentos. No PIG 2022 foram estudados 5 projetos, totalizando 1.066 km de extensão e R\$ 20,5 bilhões de investimento. No total, os três ciclos anteriores do PIG resultaram em uma extensão combinada de 7.615 km e investimentos estimados em R\$ 82,5 bilhões¹⁶. A **Tabela 19** apresenta o andamento dos projetos estudados nas quatro edições do PIG.

Em comparação com a tabela semelhante à publicada no PIG 2022, as três alternativas de gasodutos de transporte que estão em negrito (Porto Sergipe - Catu Pilar/SE; Cubatão/SP – GASAN/SP e Terminal Gás Sul/SC – GASBOL) tiveram avanços significativos, de acordo com a pesquisa bibliográfica realizada e serão descritas após a tabela.

¹⁶ O valor total de R\$ 82,5 bilhões deve ser utilizado apenas para fins de estimativa e ordem de grandeza visto representar a soma simples de valores de CAPEX em diferentes datas-bases: junho/2019 (PIG 2019), junho/2020 (PIG 2020) e junho/2022 (PIG 2022).

Tabela 19. Andamento dos projetos de gasodutos de transporte analisados no PIG 2019, 2020 e 2022

PIG	Número na Figura 15	Alternativas de gasodutos	Fases dos projetos				
			Estudos Iniciais	Em Licenciamento *	FID **	Em construção	Em operação
2019	1	Porto Sergipe - Catu Pilar/SE					
2019	2	São Carlos/SP - Brasília/DF					
2019	3	Porto Central - GASCAV/ES					
2019	4	Porto do Açu - GASCAV/ES					
2019	5	Porto de Itaguaí-GASCAR/RJ					
2019	6	Cubatão/SP – GASAN/SP					
2019	7	Terminal Gás Sul/SC – GASBOL					
2019	8	Terminal Imbituba/SC – GASBOL					
2019	9	Siderópolis/SC – Porto Alegre/RS					
2019	10	Mina Guaíba/RS – Triunfo/RS					
2019	11	Uruguaiana/RS – Triunfo/RS					
2020	12	Santo Antônio dos Lopes/MA – Barcarena/PA					
2020	13	Santo Antônio dos Lopes/MA – São Luís/MA					
2020	14	Santo Antônio dos Lopes/MA – Cauaia/CE					
2020	15	Presidente Kennedy/ES – São Brás do Suaçuí/MG					
2020	16	Penápolis-Canoas (Chimarrão A)					
2020	17	Bilac-Santa Maria (Chimarrão B)					
2022	18	Barcarena/PA – Belém/PA					
2022	19	Linhares/ES – Governador Valadares/MG					
2022	20	Jacutinga/MG – Uberaba/MG					
2022	21	São João da Barra/RJ – Macaé/RJ					
2022	22	Duque de Caxias/RJ – Taubaté/SP					

Fonte: Elaboração própria EPE.

Notas: *: Inclui processos de licenciamento ambiental de projetos similares, que compartilham trechos ou a totalidade da faixa de servidão e já expirados. **: *Final Investment Decision* (FID) ocorre quando os empreendedores confirmam que o projeto tem condições técnicas, operacionais, comerciais e financeiras para avançar para a fase de desenvolvimento e construção.

Os tons em verde claro representam atualizações em relação ao acompanhamento dos projetos publicado no PIG 2022.

O projeto Porto Sergipe – Catu-Pilar/SE (gasoduto Conexão Terminal Sergipe – CT Sergipe) apresentou avanços desde 2022. A etapa de construção do gasoduto que conecta o terminal de GNL de Sergipe ao gasoduto Catu-Pilar foi concluída em julho de 2024 e investiu-se cerca de R\$ 340 milhões. O gasoduto operado pela TAG recebeu autorização para operar em outubro de 2024 com licença válida por 3 anos (ANP, 2024; TAG, 2024).

Já o projeto Cubatão/SP-GASAN/SP, estudado no PIG 2019, embora se tratasse da conexão de uma possível rota de escoamento chegando na Baixada Santista à malha integrada, esta alternativa pode ser comparada ao projeto Subida da Serra, que inclui um duto similar conectando um terminal de GNL. Este gasoduto passou por discussões administrativas entre ANP e ARSESP em relação à sua classificação como um gasoduto de transporte ou de distribuição, estando, no presente momento, em análise pelo Supremo Tribunal Federal (STF), no âmbito da Ação Cível Originária (ACO) 3688.

Em junho de 2024 o gasoduto conectando o Terminal Gás Sul (TGS) ao gasoduto terrestre da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) GASBOL iniciou sua operação. Com 33 km de extensão e 20 polegadas de diâmetro, o duto se inicia no terminal de GNL operado pela New Fortress, na Baía da Babitonga, em Santa Catarina, e segue até o município de Garuva, no mesmo estado (NFE, 2024; FIESC, 2024).

A conexão do terminal de GNL de Porto do Açu/RJ à malha integrada de gasodutos encontra-se na etapa de avaliação entre dois gasodutos bidirecionais: GASINF com a NTS ou GASOG com a TAG (EIXOS, 2023). O projeto relacionado ao GASINF apresenta a possibilidade de expansão para 18 milhões de m³/dia em ambos os sentidos (NTS, 2023). A outra alternativa representada pelo projeto do GASOG apresenta capacidade de movimentação de 10 milhões de m³/dia no sentido Porto do Açu/RJ – malha TAG e uma capacidade entre 12 e 18 milhões de m³/dia no sentido contrário (TAG, 2022). Conforme anunciado em agosto de 2023 pela Prumo Logística, *holding* responsável pelo Porto do Açu, os estudos de conexão do Porto do Açu à malha integrada de gasodutos devem ser desenvolvidos por 2 anos até a decisão de investimento (PORTO DO AÇU, 2023).

Quanto ao projeto Corredor Pré-Sal Sul, nomeado como projeto Duque de Caxias/RJ – Taubaté/SP no PIG 2022, é relevante destacar que no final de 2023, a NTS realizou uma consulta ao mercado com o intuito de validar as curvas de oferta e demanda de gás na malha interligada NTS-TBG e dimensionar o projeto Corredor Pré-Sal Sul no intervalo de 2024 a 2033 (NTS, 2023). Já em 2024 a NTS realizou outra consulta ao mercado com o objetivo de validação das curvas de oferta e demanda de gás na malha integrada e dimensionamento de potenciais projetos de crescimento (NTS, 2024).

Visto que cada versão do PIG complementa, e não substitui, as edições anteriores, percebe-se a necessidade de apresentar, de forma resumida, os resultados obtidos para os projetos elaborados em todas as edições até o presente momento. A **Tabela 20** sintetiza esses resultados.

Tabela 20. Resumo dos projetos de gasodutos de transporte por edição do PIG

Edição do PIG	Projetos de gasodutos	Extensão (km)	Diâmetro (pol)	Vazão (MMm³/d)	CAPEX (R\$ milhões)	Data Base
2019	São Carlos/SP - Brasília/DF	893	20/18	7,4	11.155,00	jun/22
2019	Siderópolis/SC – Porto Alegre/RS	249	16	3,5	2.213,00	jun/24
2019	Uruguaiana/RS – Triunfo/RS	594	24	15	6.831,00	jun/24
2019	Porto Sergipe - Catu Pilar/SE	23,3	18	10	275,70	jun/19
2019	Porto Central - GASCAV/ES	15	20	14	288,20	jun/19
2019	Porto do Açu-GASCAV/ES - GASOG	45,5	18	10	355,40	jun/19
2019	Porto de Itaguaí-GASCAR/RJ	35,5	24	15	541,80	jun/19
2019	Cubatão/SP – GASAN/SP	19,7	20	15	538,30	jun/19
2019	Terminal Gás Sul/SC – GASBOL	31	20	15	314,30	jun/19
2019	Terminal Imituba/SC – GASBOL	45	20	14	950,70	jun/19
2019	Mina Guaíba/RS – Triunfo/RS	18	16	6	199,90	jun/19
2020	Penápolis/SP-Canoas/RS (Chimarrão A)	1168	20	8	8.971,60	jun/20
2020	Bilac/SP-Santa Maria/RS (Chimarrão B)	1237	20	8	9.354,30	jun/20
2020	Presidente Kennedy/ES-São Brás do Suaçuí/MG	332	20	12	3.126,50	jun/20
2020	Santa Antônio dos Lopes/MA-Caucaia/CE	684	20	8	7.047,40	jun/22
2020	Santa Antônio dos Lopes/MA-São Luís/MA	282	20	7	4.710,50	jun/22
2020	Santa Antônio dos Lopes/MA-Barcarena/PA	677	20	8	4.189,90	jun/20
2022	Barcarena/PA – Belém/PA	49	12	4	742,00	jun/22
2022	Jacutinga/MG – Uberaba/MG	321/20*	18/12*	6/0,5*	4.815,00	jun/22
2022	Linhares/ES – Governador Valadares/MG	280	20	7	3.081,00	jun/22
2022	São João da Barra/RJ – Macaé/RJ (GASINF)	101	22	10	1.549,00	jun/22
2022	Duque de Caxias/RJ – Taubaté/SP (Corredor Pré-Sal Sul)	295	28	20	7.054,00	jun/24

Fonte: Elaboração própria EPE.

Nota: (*) Dimensões referentes ao ramal do gasoduto Jacutinga/MG – Uberaba/MG.

É relevante destacar que embora os resultados apresentados na tabela anterior mantenham os condicionantes econômicos e técnicos das edições em que os projetos foram publicados, é possível perceber alteração dos valores em relação aos anteriormente publicados. Estas alterações ocorrem devido a aprimoramento de metodologias e ferramentas usadas para cálculo do CAPEX, o

que resultou em revisão, com consequente redução dos valores de investimento. Ressalta-se que o CAPEX mencionado se refere à data base de cada edição do documento.

8. Considerações finais

No ciclo do PIG 2024 foram estudados 2.333,5 km de extensão de projetos de gasodutos de transporte, que somados representam investimentos da ordem de R\$ 29 bilhões, resultando em uma expansão esperada de 0,14% no PIB (R\$ 15,6 bilhões) e 77,5 mil empregos durante a execução dos projetos. Em complemento ao presente estudo, os ciclos do PIG 2019, PIG 2020 e PIG 2022 já haviam mapeados 22 projetos indicativos de gasodutos de transporte, somando cerca de 6.349 km de extensão e investimentos da ordem de R\$ 76 bilhões¹⁷.

No entanto, os projetos estudados no PIG 2024 apresentam condicionantes específicos, em função das diretrizes que motivaram cada alternativa, sendo fundamental o atendimento destes condicionantes para garantir que esses projetos, em dado momento, possam vir a ser construídos. Para as alternativas baseadas no gás argentino, é indispensável o avanço nas negociações entre Brasil e Argentina para a importação deste gás, para que estas alternativas venham a ser construídas.

Vale lembrar que as duas alternativas de aumento da integração gasífera entre Brasil e Argentina apresentadas não são as únicas em discussão atualmente. Há pelo menos mais três formas de fazer tal integração que são estudadas pelo grupo de trabalho criado pelo Memorando de Entendimento entre os dois países. Dependendo do avanço deste tema, outras possibilidades poderão ser estudadas em ciclos seguintes do PIG.

As expansões da malha de transporte já foram apresentadas em estudos anteriores da EPE (PIG, PDE), sendo elas necessárias para eliminar gargalos à ampliação da capacidade de movimentação de gás na rede. A ampliação descrita na Região Sul pode permitir que novas demandas sejam atendidas ou, até mesmo, que novas ofertas que cheguem da Argentina, no extremo sul do GASBOL, possam ser movimentadas ao longo deste duto. Já a ampliação na Região Sudeste pode permitir uma maior movimentação de gás natural de origem nacional em direção à malha GASBOL, de forma a reduzir a dependência do gás boliviano, devido às incertezas quanto à capacidade de fornecimento da Bolívia.

Os gasodutos de biometano, por outro lado, baseiam-se em alternativas de menores volumes e com maior dispersão das fontes produtoras. Neste sentido, a viabilidade técnico-econômica desses dutos podem ser complementadas com estudos comparativos das alternativas de transporte de GNC e GNL em pequena escala, uma vez que as peculiaridades de cada projeto podem levar a decisões distintas de investimento.

As alternativas visando a interiorização do gás se baseiam tanto no atendimento de novas demandas quanto demandas atendidas atualmente pelo GNL em pequena escala. Os grandes empreendimentos são naturalmente responsáveis pela maior parcela da demanda necessária para

¹⁷ Considerando os novos valores de CAPEX, conforme atualização apresentada no Capítulo 7, decorrente do aprimoramento da ferramenta de cálculo de CAPEX e da metodologia empregada.

viabilização de gasodutos e, neste sentido, elevadas demandas industriais bem como termelétricas podem ter papel fundamental para permitir a efetivação dos projetos propostos neste PIG.

A possibilidade de acesso ao gás natural em regiões atualmente não atendidas pela rede de gasodutos existente poderia aumentar as possibilidades de desenvolvimento regional assim como possibilitar a redução de emissão de poluentes diversos e auxiliar o Brasil no cumprimento de compromissos de reduções de emissões de gases do efeito estufa.

Os propósitos de integração do biometano na malha e de interiorização do gás natural evidenciam que, adicionalmente aos gasodutos, diversas tecnologias de transporte de gás natural podem ser avaliadas para suprimento dos mercados, como os modelos de negócio em pequena escala para atendimento das demandas em regiões ainda não supridas por gasodutos convencionais. Cada uma das alternativas de transporte tem uma competitividade relativa maior ou menor entre si dependendo não só da distância até os clientes finais, mas também dos volumes a serem transportados. Não obstante, pode-se destacar a contribuição das alternativas aos gasodutos na difusão do acesso ao gás natural, principalmente para grandes distâncias.

É importante destacar que a expansão da infraestrutura de gasodutos tem potencial de ampliar o acesso à energia e de mitigar as emissões de setores econômicos, principalmente quando se considera a possibilidade de utilização de biometano para abastecimento de demandas ao longo da malha. Neste sentido, esperam-se avanços nestes aspectos por meio do Plano Nacional Integrado de Infraestruturas de Gás Natural e Biometano, criado pelo Decreto nº 12.153/2024.

O Plano Nacional Integrado de Infraestruturas de Gás Natural e Biometano tem por objetivo promover uma estratégia para o desenvolvimento da oferta, da demanda e da infraestrutura de gás natural e biometano no país, com um planejamento sinérgico, sistêmico, eficiente e colaborativo, a ser elaborado pela EPE. Sendo assim, os projetos estudados no PIG e nos demais Planos Indicativos da EPE (PIPE e PITER), bem como o PDE, serão utilizados como insumos para elaboração do Plano.

9. 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: nov. 2022.

ABEGÁS. Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado, 2024a. Abegás e Copergás debatem no Recife o papel do gás natural e biometano para transição energética no Brasil. <https://www.abegas.org.br/arquivos/92485>. Acesso em: dez. 2024.

_____. _____, 2024b. Abegás e Abiogás assinam termo de cooperação. Disponível em: <https://www.abegas.org.br/arquivos/91949>. Acesso em: dez. 2024.

ABIOGÁS, 2024. Mapa regulatório do biogás e do biometano. Disponível em: <https://abiogas.org.br/mapeamento-regulatorio>. Acesso em: nov. 2024.

ANAC. Agência Nacional de Aviação Civil, 2022. Compilação de aeródromos públicos e privados. Arquivo no formato .xls e .csv. Disponível em: <http://www.anac.gov.br/assuntos/setor-regulado/aerodromos/cadastro-de-aerodromos-civis>. Acesso em: dez. 2022.

ANM. Agência Nacional de Mineração, 2024. Processos Minerário. Disponível em: <https://geo.anm.gov.br/portal/apps/webappviewer/index.html?id=6a8f5ccc4b6a4c2bba79759aa952d908>. Acesso em: nov. 2024

ANP. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2011. Regulamento Técnico ANP nº 2/2011 - Regulamento Técnico de Dutos Terrestres para Movimentação de Petróleo, Derivados e Gás Natural - RTDT. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-6-2011>. Acesso em: nov. 2024.

_____. _____, ANP. 2021. ANP entende que gasoduto “Subida Serra” é de transporte. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/anp-entende-que-gasoduto-201csubida-serra201d-e-de-transporte. Acesso em: nov. 2024.

_____. _____, 2024a. Painel Dinâmico – Autorizações de Biocombustíveis – Produtores de Biometano. Relatório dinâmico das instalações produtoras de biocombustíveis autorizadas pela ANP e dos processos em andamento de construção e ampliação de planta de produção de biocombustíveis. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/producao-e-fornecimento-de-biocombustiveis/autorizacao-para-producao-de-biocombustiveis>. Acesso em: dez. 2024.

_____. _____, 2024b. Tabela com a base de dados utilizada no Painel Dinâmico de Produtores de Biometano. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-e-mapa-dinamicos-de-produtores-de-combustiveis-e-derivados/painel-dinamico-de-produtores-de-biometano>. Acesso em: dez. 2024.

_____. _____, 2024c. Análise Nº 513/2024/SIM-COI/SIM. Análise Técnica realizada após o recebimento da documentação e das informações anexas à correspondência CE-TAG-DR-GAR-0284/2024 (SEI nº 4422091), referente ao pleito de Autorização de Operação para o Ponto de Saída Terminal Sergipe. Disponível em: <https://sei.anp.gov.br/>. Acesso em: dez. 2024.

AGÊNCIA GOV, 2024. Brasil e Bolívia estreitam cooperação. Disponível em: <https://agenciagov.ebc.com.br/noticias/202407/brasil-e-bolivia-estreitam-cooperacao-em-encontro-entre-presidentes-lula-e-luis-arce>. Acesso em: nov. 2024.

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.

ARGENTINA, Graças ao novo gasoduto, a Argentina economizará US\$ 1.000 milhões por ano. Disponível em: <https://www.argentina.gob.ar/noticias/gracias-al-nuevo-gasoducto-argentina-ahorrara-us1000-millones-por-ano-0>. Acesso em: nov. 2024.

ARSESP. (2019). Nota Técnica NT.F-0030-2019: Cálculo da margem máxima, fator X e estrutura tarifária 4ª revisão tarifária ordinária da Companhia de Gás de São Paulo - Comgás. Disponível em: <<http://www.arsesp.sp.gov.br/ConsultasPublicasBiblioteca/NTF-0030-2019.pdf>>. Acesso em: nov. 2024.

AVB. Aço Verde do Brasil, 2024. História. Disponível em: <https://avb.com.br/a-avb/>. Acesso em: nov. 2024.

BNDES. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, 2023. Fundo Clima. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/fundo-clima>. Acesso em: dez. 2024.

_____. _____, 2024a. BNDES Finem - Infraestrutura para escoamento e transporte por dutos, terminais de liquefação e de regaseificação de gás natural, biogás, biometano. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/bndes-finem-gas-natural-biogas-biometano>. Acesso em: dez. 2024.

_____. _____, 2024b. BNDES Finem - Infraestrutura para processamento, compressão de gás natural, biogás, biometano e estocagem de gás natural e de líquidos de gás natural. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/bndes-finem-processamento-gas-natural-biogas-biometano>. Acesso em: dez. 2024.

_____. _____, 2024c. BNDES Finem - Infraestrutura para distribuição de gás natural e ampliação da rede de abastecimento para veículos. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/bndes-finem-distribuicao-gas-ampliacao-veiculos>. Acesso em: dez. 2024.

BRASIL, 2024a. Ministério de Minas e Energia. Alexandre Silveira assina Memorando de Entendimento com a Argentina para viabilizar a exportação de gás natural para o Brasil. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/alexandre-silveira-assina-memorando-de-entendimento-com-a-argentina-para-viabilizar-a-exportacao-de-gas-natural-para-o-brasil>. Acesso em: nov. 2024.

_____. 2024b. Ministério de Minas e Energia. Decreto nº 12.153/2024. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/acao-a-informacao/legislacao/decretos/2024/decreto-n-12-153-2024.pdf/view>. Acesso em: nov. 2024.

_____. 2024c. Presidência da República. Casa Civil. Lei nº 14.993/2024. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2024/lei/l14993.htm. Acesso em: nov. 2024.

CGC, 2024. Midstream. Disponível em: <https://cgc.energy/esp/midstream/>. Acesso em: nov. 2024.

CIBiogás. Centro Internacional de Energias Renováveis – Biogás, 2024. Panorama do Biogás no Brasil 2023. Relatório Técnico nº 001/2024. Foz do Iguaçu, CIBiogás, 2024. Disponível em: <https://materiais.cibiogas.org/panorama-do-biogas-2023>. Acesso em: dez. 2024.

CPRM. Serviço Geológico do Brasil, 2009a. Mapas de Geodiversidade do Estado do Mato Grosso do Sul. Disponível em: <http://www.cprm.gov.br/publique/Gestao-Territorial/Gestao-Territorial/Mapas-de-Geodiversidade-Estaduais-1339.html>. Acesso em: dez. 2024.

_____. _____, 2009b. Mapas de Geodiversidade do Estado do Rio Grande do Sul. Disponível em: <http://www.cprm.gov.br/publique/Gestao-Territorial/Gestao-Territorial/Mapas-de-Geodiversidade-Estaduais-1339.html>. Acesso em: nov. 2024.

_____. _____, 2010a. Mapas de Geodiversidade do Estado de São Paulo. Disponível em: <http://www.cprm.gov.br/publique/Gestao-Territorial/Gestao-Territorial/Mapas-de-Geodiversidade-Estaduais-1339.html>. Acesso em: nov. 2024.

_____. _____, 2010b. Mapas de Geodiversidade do Estado de Minas Gerais. Disponível em: <http://www.cprm.gov.br/publique/Gestao-Territorial/Gestao-Territorial/Mapas-de-Geodiversidade-Estaduais-1339.html>. Acesso em: nov. 2024.

_____. _____, 2013. Mapas de Geodiversidade do Estado do Maranhão. Disponível em: <http://www.cprm.gov.br/publique/Gestao-Territorial/Gestao-Territorial/Mapas-de-Geodiversidade-Estaduais-1339.html>. Acesso em: nov. 2024.

_____. _____, 2017. Mapas de Geodiversidade do Estado do Rio de Janeiro. Disponível em: <http://www.cprm.gov.br/publique/Gestao-Territorial/Gestao-Territorial/Mapas-de-Geodiversidade-Estaduais-1339.html>. Acesso em: nov. 2024.

EIXOS, 2023. Lula e Fernández reacendem integração Brasil-Argentina no gás, depois de hiato de duas décadas. Disponível em: <https://eixos.com.br/gas-natural/lula-e-fernandez-reacendem-integracao-brasil-argentina-no-gas-depois-de-hiato-de-duas-decadas/>. Acesso em: nov. 2024.

_____, 2023. Porto do Açu tenta atrair siderurgia para consumir gás natural no Rio. Disponível em: <https://eixos.com.br/gas-natural/porto-do-acu-tenta-atrair-siderurgia-para-consumir-gas-natural-no-rio/>. Acesso em: dez. 2024.

_____, 2024. TBG prepara projeto de ampliação gradual do Gasbol a partir de 2025. Disponível em: <https://eixos.com.br/gas-natural/mercado-de-gas/tbg-prepara-projeto-de-ampliacao-gradual-do-gasbol-a-partir-de-2025/>. Acesso em: nov. 2024.

ENERGIA ARGENTINA, 2024. Gasoduto Perito Francisco Pascasio Moreno e Obras Complementares. Disponível em: <https://www.energia-argentina.com.ar/index.php/infraestructura/> Acesso em: nov. 2024.

ENERGIA HOJE, 2024. Abegás e Abiogás assinam termo de cooperação. Disponível em: <https://brasilenergia.com.br/energia/bioenergia/abegas-e-abiogas-assinam-termo-de-cooperacao>. Acesso em: dez. 2024.

ENEVA, 2024. Eneva, Scania e Virtu GNL lideram projeto pioneiro de corredor logístico a GNL no Brasil. Disponível em: <https://eneva.com.br/noticias/eneva-scania-e-virtu-gnl-lideram-projeto-pioneiro-de-corredor-logistico-a-gnl-no-brasil/>. Acesso em: dez. 2024.

ENGIE, 2023. Integração de mercados: Brasil retoma ideia de importar gás natural da Argentina. Disponível em: <https://www.alemdaenergia.engie.com.br/solucoes/>. Acesso em: nov. 2024.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética, 2019. Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte – PIG 2019. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-gasodutos-de-transporte-pig>. Acesso em: nov. 2024.

_____. _____, 2020a. Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte – PIG 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-gasodutos-de-transporte-pig-2020>. Acesso em: nov. 2024.

_____. _____, 2020b. Nota técnica A Indústria de Gás Natural na Argentina: Panorama, Perspectivas e Oportunidades para o Brasil. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-492/Nota%20Tecnica%20A%20Industria%20Gas%20Natural%20na%20Argentina_Panorama%20perspectivas%20e%20oportunidades%20para%20o%20Brasil_DPG_SPG.pdf. Acesso em: nov. 2024.

_____. _____, 2020c. Nota técnica Monetização de Gás Natural Onshore no Brasil. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/monetizacao-de-gas-natural-onshore-no-brasil>. Acesso em: fev. 2025.

_____. _____, 2022a. Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte – PIG 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-gasodutos-de-transporte-pig-2022>. Acesso em: nov. 2024.

_____. _____, 2022b. Nota técnica GNL de Pequena Escala: Estudo de caso no Brasil. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-706/NT%20GNL%20Pequena%20Escala_r0.pdf. Acesso em: fev. 2025.

_____. _____, 2023. Nota Técnica Cenários de oferta de etanol e demanda de ciclo Otto 2024-2033. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-255/topico-691/NT-EPE-DPG-SDB-2023-03_Cenarios_de_oferta_de_etanol_2033.pdf. Acesso em: dez. 2024.

_____. _____, 2024a. Sistema de Informações Geográficas do Setor Energético Brasileiro - Web Map EPE. Disponível em: <https://gisepeprd2.epe.gov.br/WebMapEPE/>. Acesso em: nov. 2024.

_____. _____, 2024b. PDE 2034. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>. Acesso em: nov. 2024.

EPE-CIBIOGÁS, 2023. Panorama do Biometano – Setor Sucroenergético. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-781/Panorama%20de%20Biometano.pdf>. Acesso em: 05 dez. 2024.

FIESC. 2024. Terminal Gás Sul (TGS) é inaugurado nesta terça, 25. Disponível em: <https://fiesc.com.br/pt-br/imprensa/terminal-gas-sul-tgs-e-inaugurado-nesta-terca-25>. Acesso em: nov. 2024.

FUNAI. Fundação Nacional do Índio, 2024. Delimitação das Terras Indígenas do Brasil. Arquivos em formato WFS. Disponível em: <https://geoserver.funai.gov.br/geoserver/ows?service=wfs&version=2.0.0&request=GetCapabilities>. Acesso em: jul. 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.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2021. Limites das Unidades da Federação e dos Municípios do Brasil. Arquivos em formato shapefile. Disponível: <https://www.ibge.gov.br/geociencias/downloads-geociencias.html>. Acesso em: jun. 2022.

ICMBIO. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, Cadastro Nacional de Informações Espeleológicas – CANIE, 2023. Arquivos em formato shapefile. Disponível em: https://www.icmbio.gov.br/cecav/images/stories/downloads/Base_de_dados/Cavernas__canie_2021_geral.zip. Acesso em: mai. 2023.

IEA. International Energy Agency, 2024. Gas Market Report, Q3-2024. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/14a61f2b-04fa-4a9d-a78b-6c22fc23d5c8/GasMarketReport%2CQ3-2024.pdf>. Acesso em: dez. 2024.

INCRA. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária. Projetos de Assentamento e Terras Quilombolas. Arquivos em formato shapefile. Disponível em: http://certificacao.incra.gov.br/csv_shp/export_shp.py. Acesso em: jul. 2024.

INPE. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 2011. Topodata - Banco de dados Geomorfométricos do Brasil. Disponível em: <http://www.dsr.inpe.br/topodata/documentos.php>. Acesso em: jul. 2024.

IPHAN. Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2024. Sítios Arqueológicos Georreferenciados. Arquivos em formato WFS. Disponível em: <http://portal.iphan.gov.br/geoserver/SICG/ows?service=WFS&version=1.0.0&request=GetFeatur>. Acesso: ago. 2024.

MapBiomias, 2023. Projeto MapBiomias – Coleção 9 da Série Anual de Mapas de Cobertura e Uso da Terra do Brasil. Disponível em: <https://brasil.mapbiomas.org/produtos/>. Acesso em: nov. 2024.

MEJOR ENERGIA, 2023. O gasoduto Cruz del Sur. Governo relança nova rota para levar gás de Vaca Muerta para o Brasil. Disponível em: <https://www.mejorenergia.com.ar/noticias/2023/04/03/1163-el-gobierno-reflota-otra-traza-para-llevar-el-gas-de-vaca-muerta-a-brasil>. Acesso em: nov. 2024.

MMA. Ministério do Meio Ambiente, 2024. Delimitação das Unidades de Conservação do Brasil. Arquivos em formato shapefile. Disponível em: <http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm> > areas especiais/unidades de conservação. Acesso em: ago. 2024.

NEREUS. NÚCLEO DE ECONOMIA REGIONAL E URBANA DA UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO, 2011. Matriz Insumo Produto Regional - Unidades Federativas (2021). São Paulo. Disponível em: <http://www.usp.br/nereus/?dados=unidades-federativas>. Acesso em: out. 2024.

NFE. NEW FORTRESS ENERGY, 2024. New Fortress Energy places Terminal Gas Sul LNG Terminal in Santa Catarina, Brazil into operation. Disponível em: <https://www.newfortressenergy.com/pt-br/stories/new-fortress-energy-places-terminal-gas-sul-lng-terminal-santa-catarina-brazil-operation>. Acesso em: nov. 2024.

NTS. Nova Transportadora do Sudeste, 2023. Consulta ao Mercado 2024. Disponível em: <https://www.ntsbrasil.com/sistema-de-transporte/consulta-ao-mercado/>. Acesso em: nov. 2024.

OSM. OpenStreetMap, 2021. Rede Viária. Disponível em: https://wiki.openstreetmap.org/wiki/Pt:Bing_Maps. Acesso em: novembro de 2021. OSM. Open Street Map, 2021d. Rede Ferroviária. Disponível em: https://wiki.openstreetmap.org/wiki/Pt:Bing_Maps. Acesso em: mar. 2024

PETROBRAS. Petróleo Brasileiro SA, 2023. Petrobras assina novo aditivo com boliviana YPFB. Disponível em: <https://agencia.petrobras.com.br/w/negocio/petrobras-assina-novo-aditivo-com-boliviana-yxfb>. Acesso em: nov. 2024.

PETRONOTÍCIAS. 2020. ANP analisa pedido de reconsideração sobre classificação do gasoduto Subida da Serra. Disponível em: <https://petronoticias.com.br/anp-analisa-pedido-de-reconsideracao-sobre-classificacao-do-gasoduto-subida-da-serra/>. Acesso em: dez. 2024.

PORTO DO AÇU, 2023. Prumo prevê investimentos de R\$ 15 bi em projetos de transição energética no Porto do Açu. Disponível em: <https://portodoacu.com.br/prumo-preve-investimentos-de-r-15-bi-em-projetos-de-transicao-energetica-no-porto-do-acu/>. Acesso em: nov. 2024.

PREFEITURA DE IMPERATRIZ, 2024. A cidade. Disponível em: <https://imperatriz.ma.gov.br/>. Acesso em: nov. 2024.

REUTERS, 2024. Exclusivo: Paraguai impulsiona oferta rival por conector de gás Argentina-Brasil de US\$ 1,5 bilhão. Disponível em: <https://www.reuters.com/business/energy/paraguay-pushes-rival-bid-15-bln-argentina-brazil-gas-connector-2024-05-07/>. Acesso em: nov. 2024.

SIGEL. Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico, 2024. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Base de dados georreferenciada dos projetos existentes e planejados de geração de energia elétrica. Disponível em <https://sigel.aneel.gov.br/Down/> Acesso em: jul. 2024.

SUZANO, 2024a. Suzano no Maranhão. Disponível em: <https://www.suzano.com.br/sustentabilidade/pessoas/comunidades-vizinhas/maranhao>. Acesso em: nov. 2024.

SUZANO, 2024b. Tissue paper. Disponível em: <https://www.suzano.com.br/en/products-and-brands/hygiene/tissue-paper>. Acesso em: nov. 2024.

STF. Supremo Tribunal Federal, 2024. A pedido das partes, STF cancela audiência de conciliação sobre gasoduto Subida da Serra. Disponível em: <https://noticias.stf.jus.br/postsnoticias/a-pedido-das-partes-stf-cancela-audiencia-de-coniliacao-sobre-gasoduto-subida-da-serra/>. Acesso em: nov. 2024.

TAG. Transportadora Associada de Gás S.A., 2022. TAG e GNA assinam Termo de Compromisso para desenvolvimento de estudos técnicos e de viabilidade visando interligar o Parque Termelétrico, no Porto do Açu, à rede de transporte de gás. Disponível em: <https://ntag.com.br/press-releases/tag-e-gna-assinam-termo-de-compromisso-para-desenvolvimento-de-estudos-tecnicos-e-de-viabilidade-visando-interligar-o-parque-termeletrico-no-porto-do-acu-a-rede-de-transporte-de-gas/>. Acesso em: nov. 2024.

_____. _____, 2024. Transparência. Disponível em: <https://ntag.com.br/>. Acesso em: nov. 2024.

Teixeira, C.A.N.; Costa, R.C.; Mendes, A.P.A.; Rocio, M.A.R., 2024. A hora do biometano no Brasil. Textos para discussão: 159. BNDES, 2024. Disponível em: <https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/24146>. Acesso em: dez. 2024.

UFRGS. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2024. Área diretamente atingida pela inundação na R.H. Guaíba. Banco de Dados. Disponível em: Repositório de mapas da UFRGS dimensiona a tragédia no RS e fornece informações detalhadas — UFRGS | Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Acesso em: nov. 2024.

UPF. Universidade de Passo Fundo, 1998. Sistemas de Leontief. Disponível em: http://cepeac.upf.br/download/rev_n11_1998_art7.pdf. Acesso em: out. 2024.

YPFB, 2024. Bolívia está lista para transportar gas natural desde Argentina hasta Brasil. Disponível em: <https://www.yxfbtransporte.com.bo/2024/06/19/bolivia-esta-lista-para-transportar-gas-natural-desde-argentina-hasta-brasil/>. Acesso em

10. Apêndice 1 – Metodologias da definição dos traçados referenciais e análise socioambiental

A seguir, são apresentadas as metodologias da definição dos traçados referenciais e da análise socioambiental dos gasodutos elaboradas pela Superintendência de Meio Ambiente (SMA), cuja aplicação resultou nas diretrizes dos projetos de gasodutos de transporte avaliados no PIG 2024.

10.1. Definição de traçados referenciais

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 gasodutos. 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 análise individual de três ou mais analistas 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 através de Modelagem Espacial Multicritério (MEM), que gera superfícies de custos, corredores e diretrizes, por meio de pesos e atributos definidos pela equipe técnica para as camadas dos aspectos socioambientais considerados mais relevantes na região do estudo. 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 R.

A **Figura 16** ilustra um dos resultados da presente metodologia, envolvendo traçados definidos de forma manual pelos analistas, gerado através da MEM e a diretriz de referência definida para um gasoduto. Além disso, é apresentada a superfície de custo ao fundo, em que os tons esverdeados indicam áreas de menor restrição de passagem do gasoduto, tons amarelados denotam média restrição e os tons avermelhados sinalizam alta restrição.

Todas as propostas foram desenvolvidas com base em dados secundários, considerando fatores que expressam maiores complexidades para a passagem dos gasodutos, 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, gasodutos existentes).

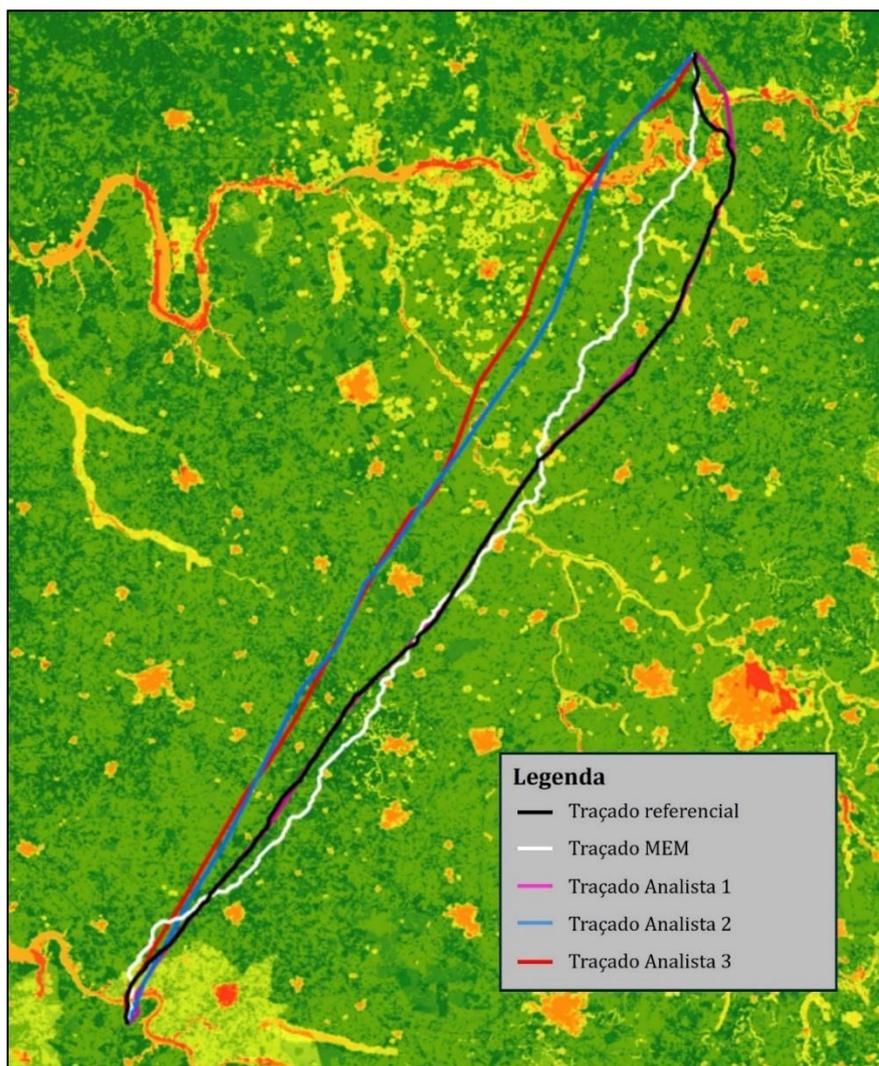


Figura 16. Superfície de custo e traçados elaborados para gasoduto incluído no ciclo 2024 do PIG

Fonte: Elaboração própria EPE.

10.2. Análise socioambiental

Na análise socioambiental são apresentadas as principais características das regiões de passagem dos traçados referenciais dos gasodutos. 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), aspectos do meio físico (relevo, declividade, corpos d'água), áreas protegidas (unidades de conservação, terras indígenas, terras quilombolas, cavernas, sítios arqueológicos) e aspectos do uso do solo. Para a análise são utilizados dados georreferenciados públicos, provenientes das bases de dados do IBGE, do CPRM, do MMA, da FUNAI, do INCRA, entre outros.

Para a caracterização do meio físico, deu-se ênfase às unidades de relevo e travessias em massas d'água que possam significar sobrecustos à implantação do gasoduto, no que tange aos aspectos topográficos e geotécnicos, observando-se às limitações inerentes da base de dados disponível e da escala de análise.

Para a caracterização do uso do solo, foram 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 MapBiomias (2023). Para cada gasoduto é apresentada uma tabela com a área e percentual de cada classe de uso do solo interceptada pela faixa, com exceção dos gasodutos Duque de Caxias (RJ) – Taubaté (SP) e Siderópolis (SC) – Canoas (RS), em que se considerou a implantação em faixas de servidão existentes.

As análises são ilustradas por um mapa que sintetiza os fatores socioambientais mais relevantes das áreas de estudo.

Ao final da análise, é apresentada uma tabela de desafios e recomendações para a implantação dos gasodutos, 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).

Cabe destacar que, para a elaboração da análise socioambiental, não foram 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 conceitual de longo prazo. Sendo assim, os detalhamentos construtivos e socioambientais de cada alternativa deverão ser realizados em etapas posteriores.

11. Apêndice 2 – Mapas de Áreas de Relevância Socioambiental

São apresentados, a seguir, os mapas de áreas de relevância socioambiental elaborados para cada alternativa de gasoduto de transporte pela Superintendência de Meio Ambiente (SMA).

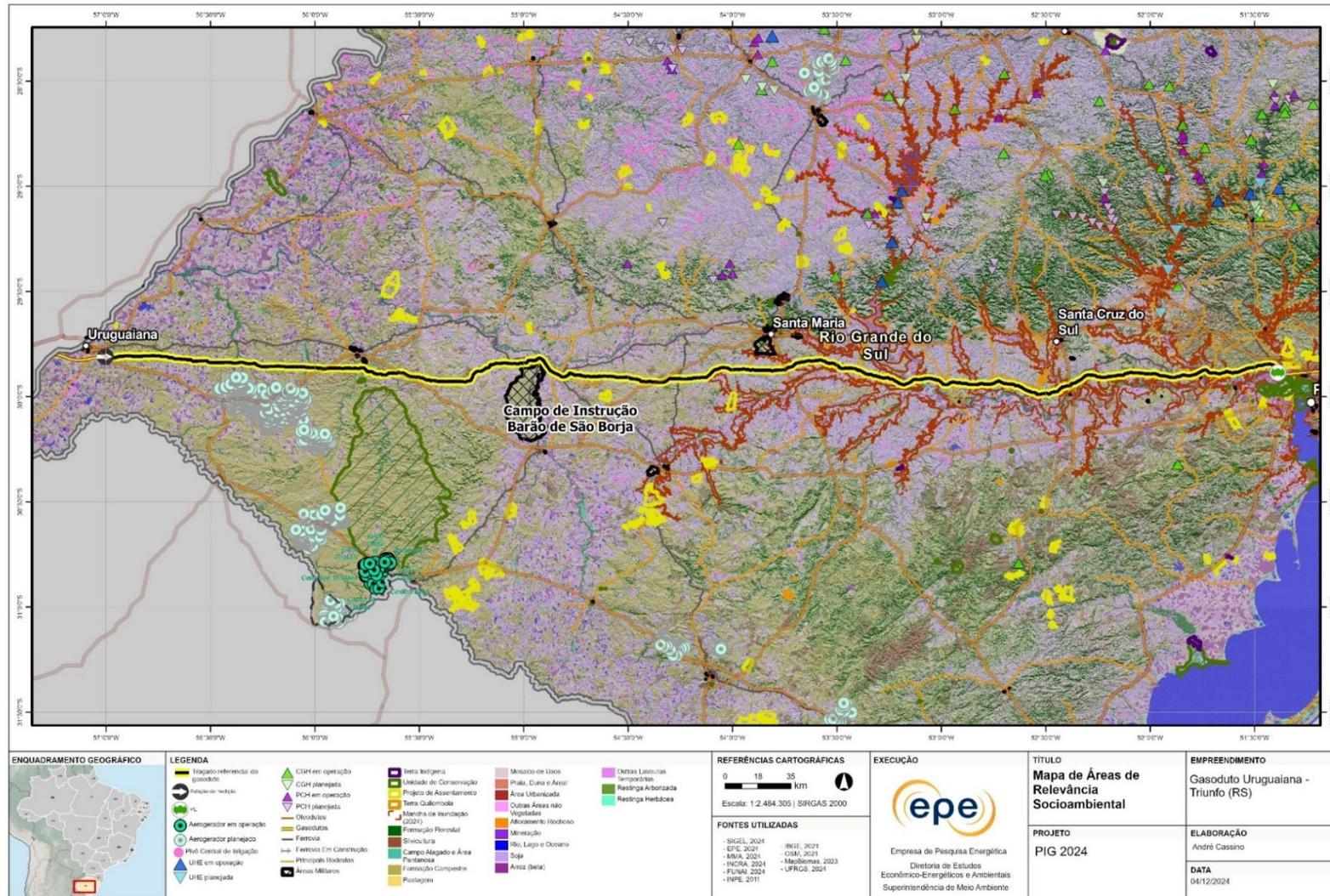


Figura 18. Mapa de Áreas de Relevância Socioambiental do Gasoduto Uruguiana/RS – Triunfo/RS
Fonte: Elaboração própria EPE.

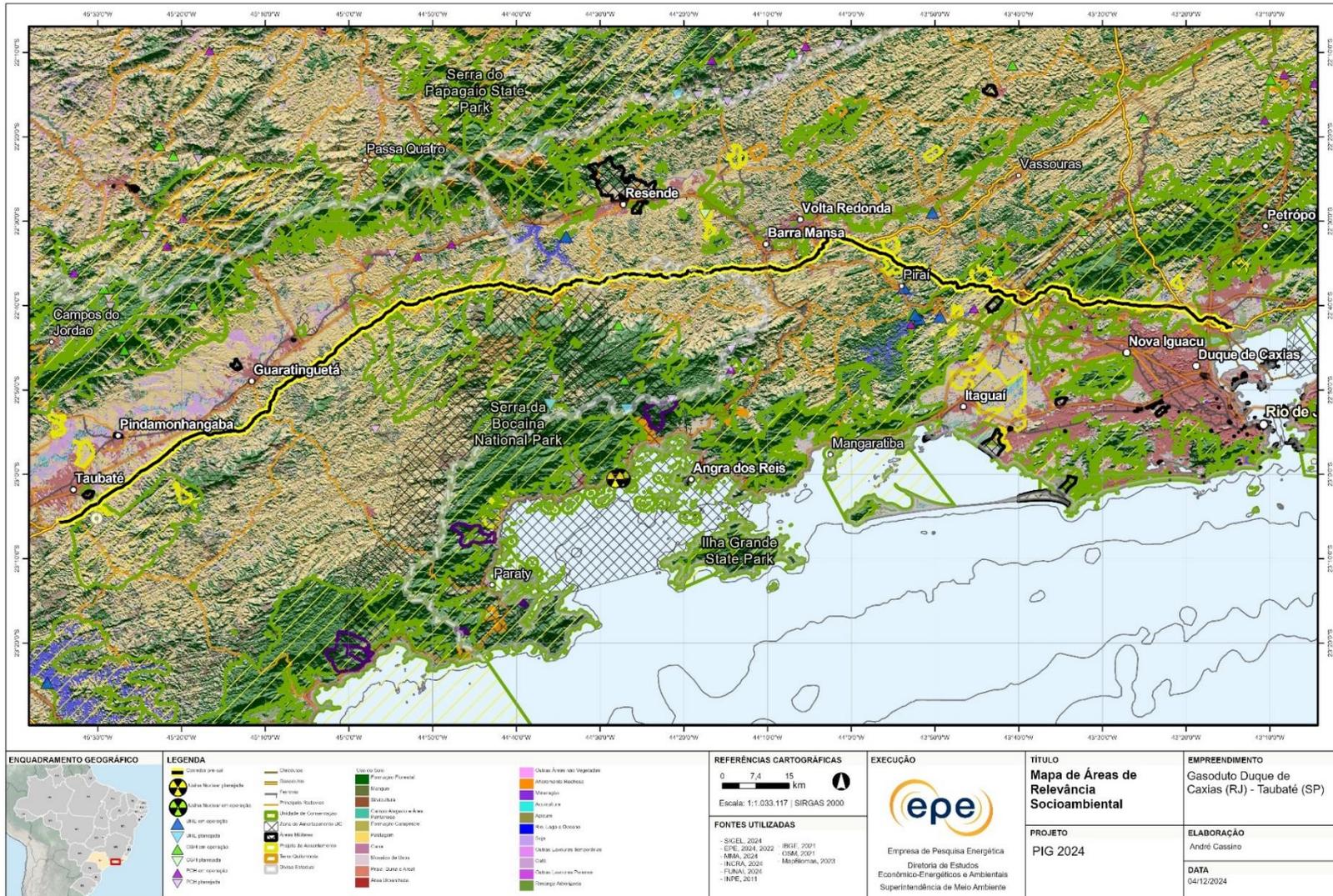


Figura 20. Mapa de Áreas de Relevância Socioambiental do Gasoduto Duque de Caxias/RJ – Taubaté/SP
 Fonte: Elaboração própria EPE.

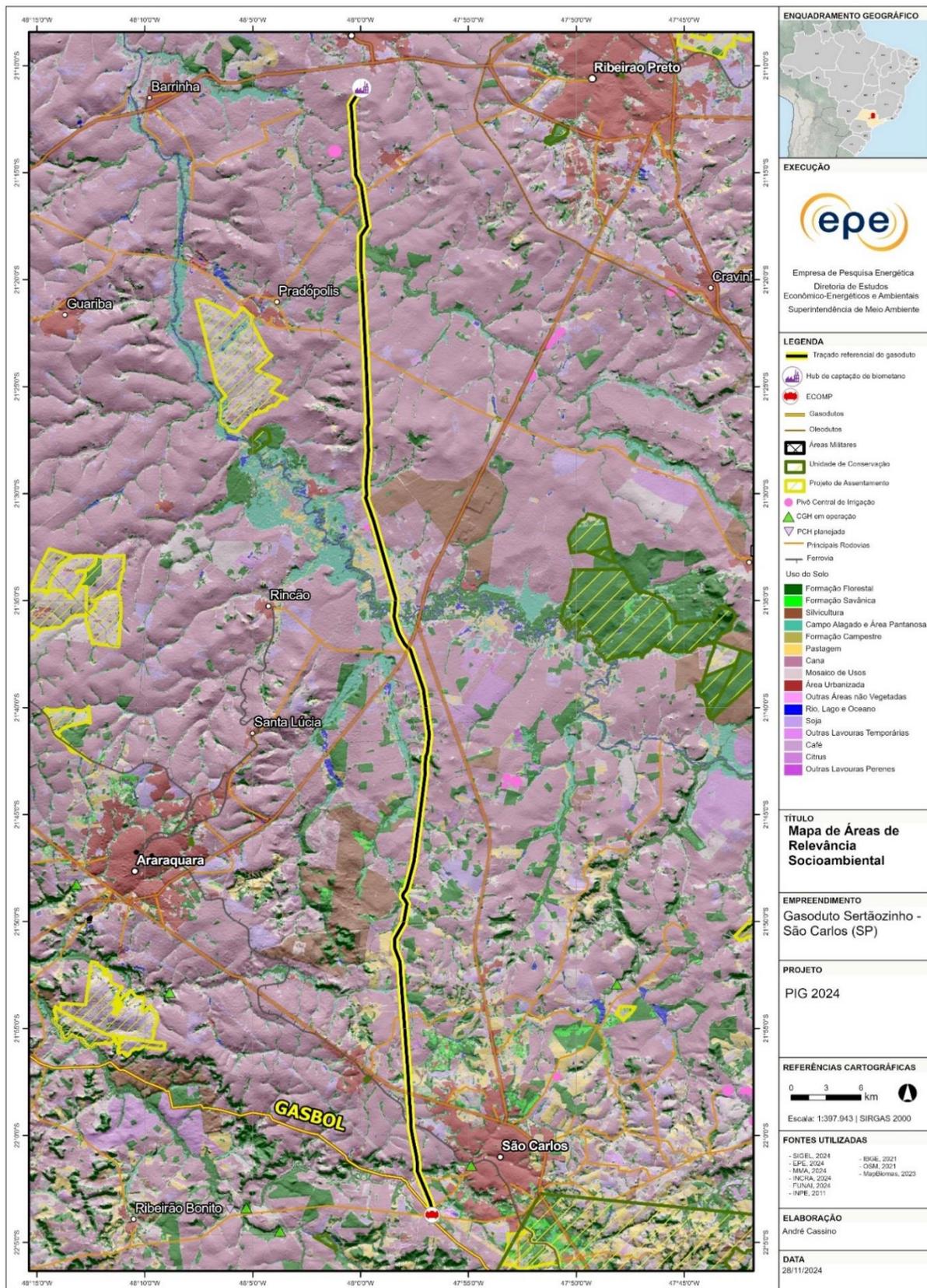


Figura 21. Mapa de Áreas de Relevância Socioambiental do Gasoduto Sertãozinho/SP – São Carlos/SP
 Fonte: Elaboração própria EPE.

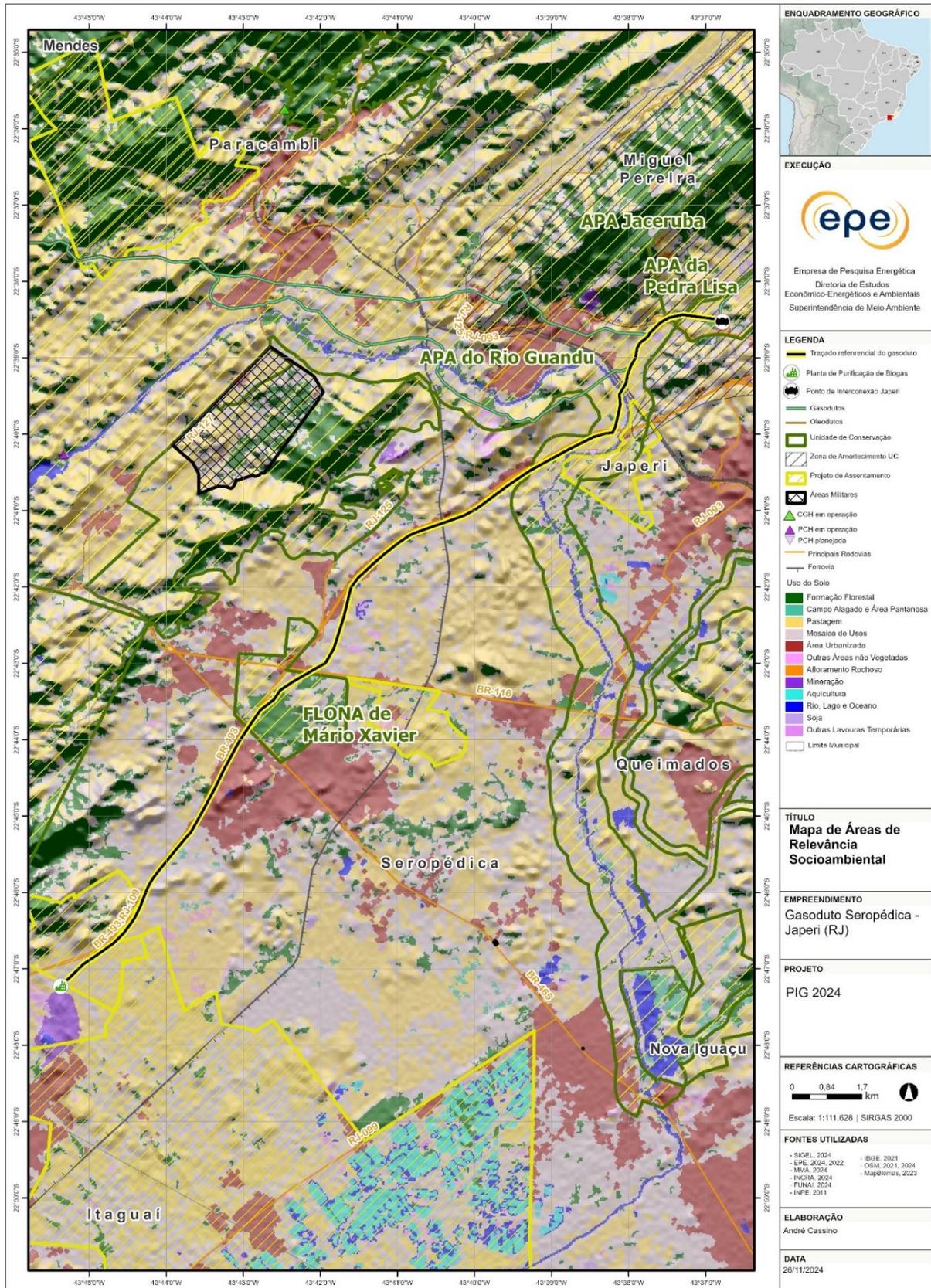


Figura 22. Mapa de Áreas de Relevância Socioambiental do Gasoduto Seropédica/RJ – Japeri/RJ
Fonte: Elaboração própria EPE.

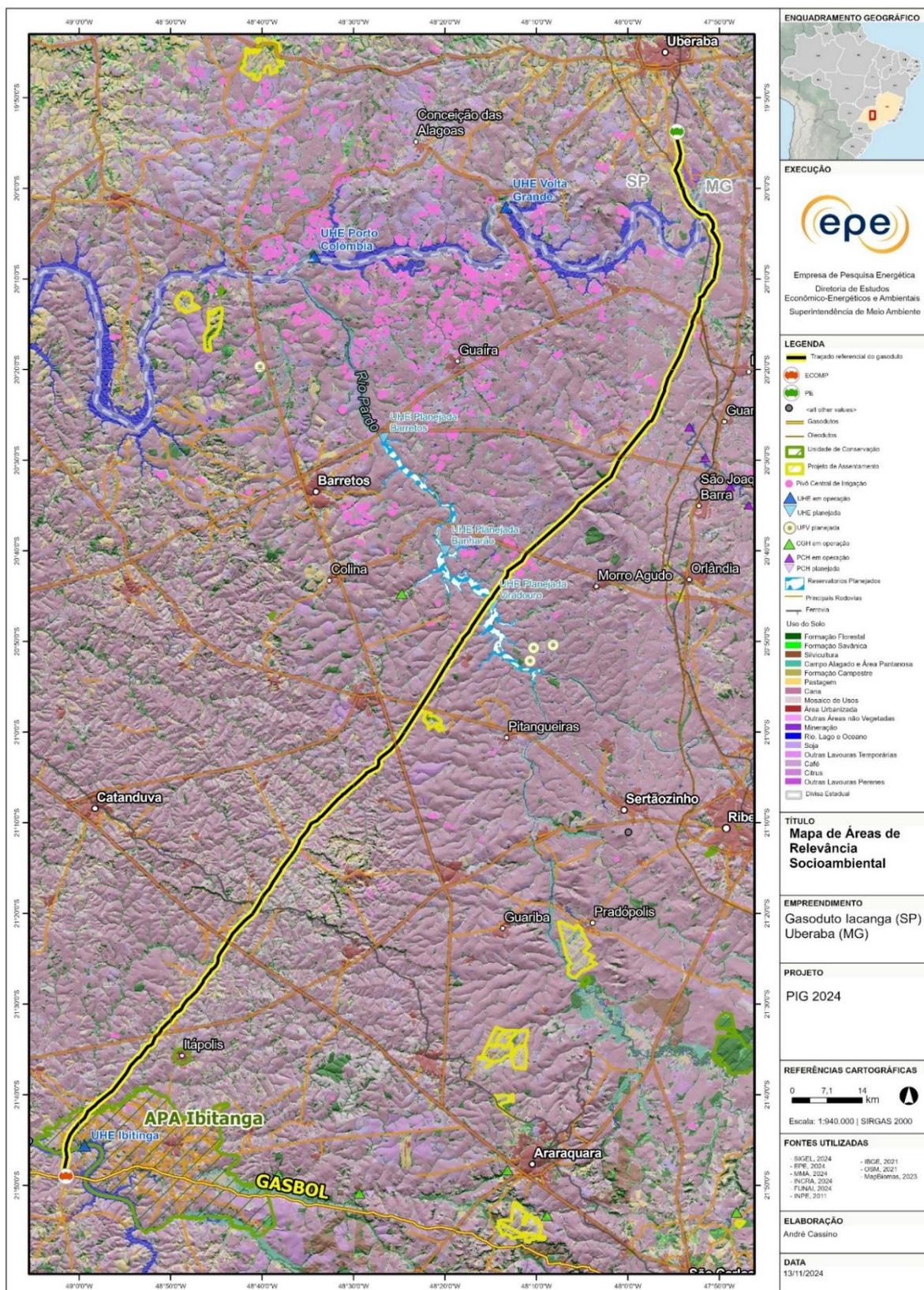


Figura 23. Mapa de Áreas de Relevância Socioambiental do Gasoduto Itacanga/SP – Uberaba/MG
Fonte: Elaboração própria EPE.

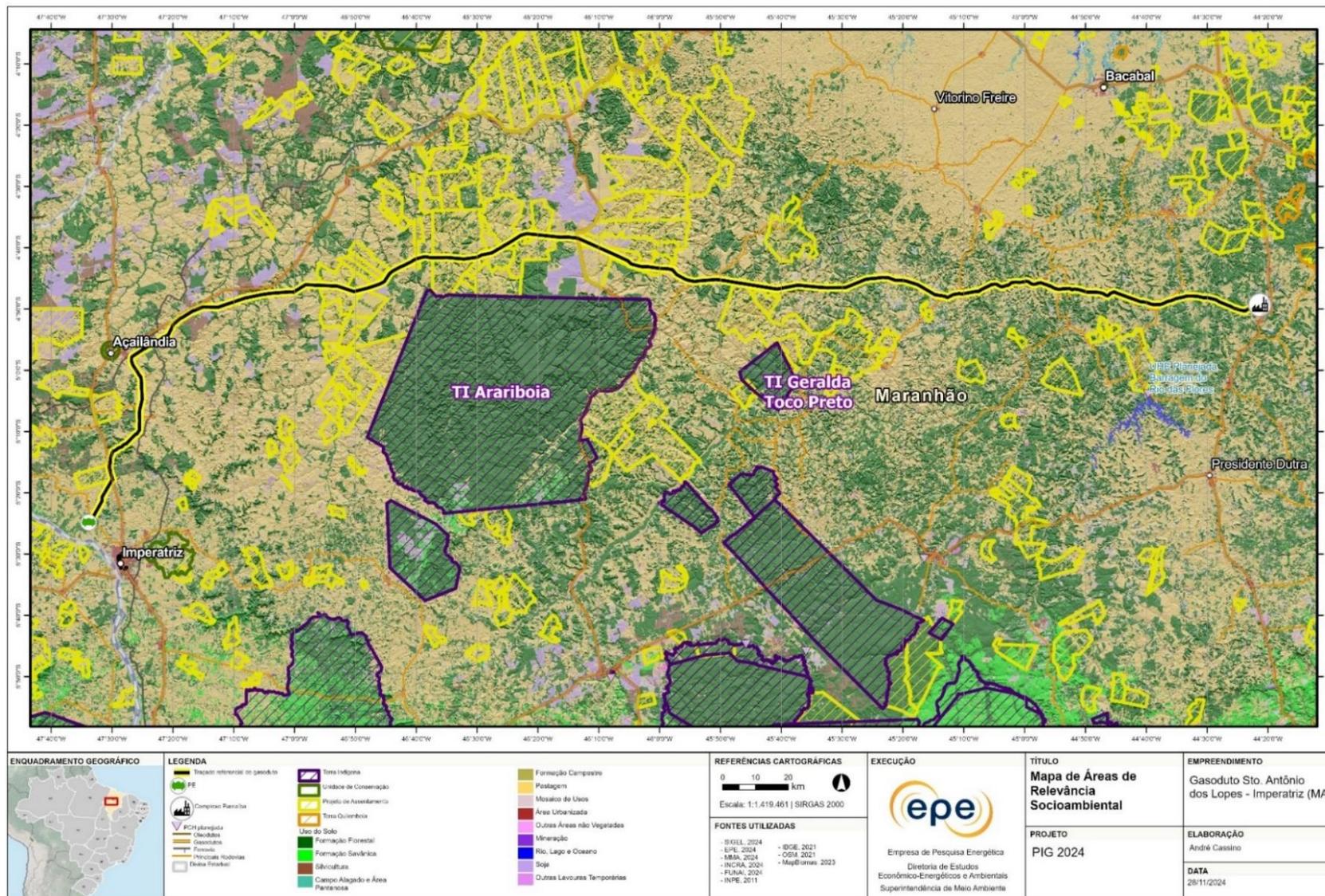


Figura 24. Mapa de Áreas de Relevância Socioambiental do Gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA – Imperatriz/MA
Fonte: Elaboração própria EPE