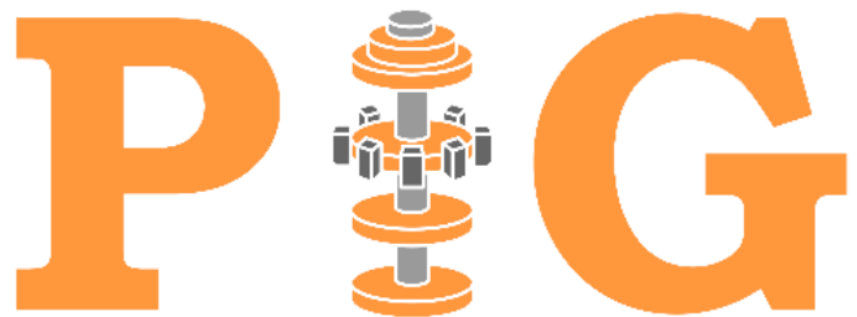




Empresa de Pesquisa Energética

## Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte



2022

DEZEMBRO DE 2022

MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA



**NOTA TÉCNICA EPE/DPG/SPG/07/2022**

**Supervisão**

Heloisa Borges Esteves

**Coordenação Geral**

Marcos Frederico Farias de Souza

**Coordenação Executiva**

Marcelo Ferreira Alfradique

**Coordenação Técnica**

Ana Claudia Sant'Ana Pinto

**Equipe Técnica – DPG/SPG**

Bianca Nunes de Oliveira

Carolina Oliveira Castro

Claudia Maria Chagas Bonelli

Henrique Plaudio G. Rangel

Luiz Paulo Barbosa da Silva

**Equipe Técnica – DEA/SMA**

André Cassino Ferreira

Daniel Filipe Silva

Elisangela Medeiros de Almeida

Glauce Maria Lieggio Botelho

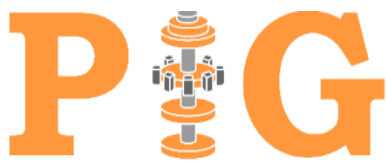
Hermani Moraes Vieira

Thiago Galvão

**Suporte Administrativo**

Alize de Fátima Antunes Leal

<https://epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/petroleo-gas-e-biocombustiveis>



**Ministro de Estado**  
Adolfo Sachsida

**Secretário-Executivo**  
Hailton Madureira de Almeida

**Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético**  
José Guilherme de Lara Resende

**Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**  
Rafael Bastos da Silva

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



Empresa de Pesquisa Energética

**Presidente**  
Thiago Vasconcelos Barral Ferreira

**Diretora de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis**  
Heloísa Borges Esteves

**Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais**  
Giovani Vitória Machado

**Diretor de Estudos de Energia Elétrica**  
Erik Eduardo Rego

**Diretora de Gestão Corporativa**  
Angela Regina Livino de Carvalho

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

## ■ Sumário

|  |           |
|--|-----------|
| <b>1. INTRODUÇÃO .....</b>   | <b>2</b>  |
| <b>2. AVALIAÇÃO DA CAPACIDADE DE AMPLIAÇÃO DA MALHA EXISTENTE E DA DIVERSIFICAÇÃO DE OFERTAS..</b> | <b>4</b>  |
| 2.1. EXPANSÃO DA INFRAESTRUTURA NO NORDESTE .....  | 5         |
| 2.1.1. CUSTO DA EXPANSÃO SUGERIDA .....  | 8         |
| 2.2. EXPANSÃO DA INFRAESTRUTURA NO SUDESTE .....   | 9         |
| 2.2.1. CUSTO DA EXPANSÃO SUGERIDA .....  | 11        |
| <b>3. DETALHAMENTO DE GASODUTOS DE TRANSPORTE INDICATIVOS.....</b>                                 | <b>12</b> |
| 3.1. GASODUTO BARCARENA/PA – BELÉM/PA .....  | 16        |
| 3.1.1. <i>Resumo do Traçado</i> .....  | 17        |
| 3.1.2. <i>Análise Socioambiental e dificuldades construtivas</i> .....                             | 17        |
| 3.1.3. <i>Dimensionamento Termofluido-hidráulico</i> .....   | 19        |
| 3.1.4. <i>Estimativas de Custos</i> .....  | 20        |
| 3.2. GASODUTO JACUTINGA/MG – UBERABA/MG .....  | 21        |
| 3.2.1. <i>Resumo do traçado</i> .....  | 22        |
| 3.2.2. <i>Análise socioambiental e dificuldades construtivas</i> .....                             | 22        |
| 3.2.3. <i>Dimensionamento Termofluido-hidráulico</i> .....   | 25        |
| 3.2.4. <i>Estimativas de custos</i> .....  | 26        |
| 3.3. GASODUTO LINHARES/ES – GOVERNADOR VALADARES/MG .....  | 27        |
| 3.3.1. <i>Resumo do traçado</i> .....  | 28        |
| 3.3.2. <i>Análise socioambiental e dificuldades construtivas</i> .....                             | 28        |
| 3.3.3. <i>Dimensionamento Termofluido-hidráulico</i> .....   | 30        |
| 3.3.4. <i>Estimativas de Custos</i> .....  | 31        |
| 3.4. GASODUTO SÃO JOÃO DA BARRA/RJ – MACAÉ/RJ .....  | 32        |
| 3.4.1. <i>Resumo do traçado</i> .....  | 33        |
| 3.4.2. <i>Análise socioambiental e dificuldades construtivas</i> .....                             | 33        |
| 3.4.3. <i>Dimensionamento Termofluido-hidráulico</i> .....   | 35        |
| 3.4.4. <i>Estimativas de Custos</i> .....  | 36        |
| 3.5. GASODUTO DUQUE DE CAXIAS/RJ – TAUBATÉ/SP .....  | 37        |
| 3.5.1. <i>Resumo do traçado</i> .....  | 38        |
| 3.5.2. <i>Análise socioambiental e dificuldades construtivas</i> .....                             | 38        |
| 3.5.3. <i>Dimensionamento Termofluido-hidráulico</i> .....   | 41        |
| 3.5.4. <i>Estimativas de Custos</i> .....  | 41        |
| <b>4. RESULTADOS E DISCUSSÃO.....</b>  | <b>43</b> |
| <b>5. ATUALIZAÇÃO DOS CUSTOS DE PROJETOS ANALISADOS ANTERIORMENTE .....</b>                        | <b>45</b> |
| 5.1. EVOLUÇÃO DOS CUSTOS DE GASODUTO NO BRASIL.....  | 45        |
| 5.2. GASODUTO SÃO CARLOS/SP – BRASÍLIA/DF.....   | 47        |
| 5.3. GASODUTO SANTO ANTÔNIO DOS LOPES/MA – CAUCAIA/CE.....   | 49        |
| 5.4. GASODUTO SANTO ANTÔNIO DOS LOPES/MA – SÃO LUÍS/MA.....  | 50        |
| <b>6. PANORAMA ATUALIZADO DOS PROJETOS ANALISADOS EM CICLOS ANTERIORES.....</b>                    | <b>52</b> |
| 6.1. OUTROS PROJETOS DE INFRAESTRUTURA .....   | 55        |
| <b>7. CONSIDERAÇÕES FINAIS .....</b>   | <b>56</b> |
| <b>8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>  | <b>58</b> |

## ■ Lista de Figuras

|  |    |
|--|----|
| Figura 1. Metodologia de análise de alternativas para expansão da malha de gasodutos de transporte ..... | 3  |
| Figura 7. Mapa das soluções propostas pelas simulações para o Nordeste. ....                             | 7  |
| Figura 8. Mapa das soluções propostas pelas simulações para o Sudeste. ....                              | 10 |
| Figura 9. Mapa de localização das alternativas estudadas de gasodutos de transporte. ....                | 13 |
| Figura 10. Mapa de localização do gasoduto Barcarena/PA – Belém/PA. ....                                 | 16 |
| Figura 11. Mapa de relevância socioambiental na região da alternativa Barcarena/PA – Belém/PA            | 18 |
| Figura 12. Mapa de localização do gasoduto Jacutinga/MG – Uberaba/MG.....                                | 21 |
| Figura 13. Mapa de relevância socioambiental na região da alternativa Jacutinga – Uberaba.....           | 23 |
| Figura 14. Mapa de localização do gasoduto Linhares/ES-Governador Valadares/MG.....                      | 27 |
| Figura 15. Mapa de relevância socioambiental da alternativa Linhares/ES – Governador Valadares/MG .....  | 29 |
| Figura 16. Mapa de localização do gasoduto São João da Barra/RJ – Macaé/RJ .....                         | 32 |
| Figura 17. Mapa de relevância socioambiental na região da alternativa São João da Barra/RJ-Macaé/RJ..... | 34 |
| Figura 18. Mapa de localização do gasoduto Duque de Caxias/RJ – Taubaté/SP .....                         | 37 |
| Figura 19. Mapa de relevância socioambiental da alternativa Duque de Caxias/RJ-Taubaté/SP .....          | 39 |
| Figura 2. Evolução dos índices econômicos de 2019 até 2022.....  | 46 |
| Figura 3. Evolução dos índices de custo de tubulação de 2019 até 2022 .....                              | 47 |
| Figura 4. Evolução dos custos do gasoduto São Carlos/SP – Brasília/DF .....                              | 48 |
| Figura 5. Evolução dos custos do gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA-Caucaia/CE .....                    | 50 |
| Figura 6. Evolução dos custos do gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA - São Luís/MA .....                 | 51 |
| Figura 20. Mapa de alternativas de gasodutos apresentadas no PIG 2019, 2020 e 2022. ....                 | 52 |

## ■ Lista de Tabelas

|   |    |
|---|----|
| Tabela 4. Custos associados à expansão da capacidade de escoamento no Nordeste (injeção de gás da Bacia do SEAL via UPGN Atalaia).....  | 8  |
| Tabela 5. Custos associados à expansão da capacidade de escoamento no Nordeste (injeção de gás da Bacia do SEAL via gasodutos Catu-Carmópolis ou de interligação do Terminal de GNL de Barra dos Coqueiros/SE)..... | 9  |
| Tabela 6. Custos associados à expansão da capacidade de escoamento no Sudeste (ampliação utilizando apenas ECOMP).....  | 11 |
| Tabela 7. Custos associados ao projeto do gasoduto Barcarena/PA-Belém/PA .....  | 20 |
| Tabela 8. Custos associados ao projeto do gasoduto Jacutinga/ES – Uberaba/MG .....  | 26 |
| Tabela 9. Custos associados ao projeto do gasoduto Linhares/ES – Governador Valadares/MG .....  | 31 |
| Tabela 10. Custos associados ao projeto do gasoduto São João da Barra/RJ – Macaé/RJ .....   | 36 |
| Tabela 11. Custos associados ao projeto do gasoduto Duque de Caxias/RJ – Taubaté/SP .....   | 42 |
| Tabela 12. Projetos de Gasodutos de Transporte analisados no ciclo do PIG 2022 .....  | 43 |
| Tabela 1. Custos associados ao projeto do gasoduto São Carlos/SP – Brasília/DF .....  | 48 |
| Tabela 2. Custos associados ao projeto do gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA – Caucaia/CE ...  | 49 |
| Tabela 3. Custos associados ao projeto do gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA – São Luís/MA .   | 51 |
| Tabela 13. Andamento dos projetos de gasodutos de transporte analisados no PIG 2019 e 2020 ...  | 54 |

# 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 apresenta alternativas de gasodutos de transporte em nível conceitual segundo diretrizes para aumentar: a robustez da infraestrutura, a segurança do suprimento, as áreas não atendidas por gás natural e a conexão de ofertas e demandas isoladas entre si.

Em um breve histórico, o PIG foi idealizado considerando as contribuições recebidas durante a iniciativa Gás para Crescer em 2016, a revisão do papel dos estudos de expansão da malha de gasodutos de transporte do País promovida pelo Decreto nº 9.616/2018 (BRASIL, 2018), as diretrizes estabelecidas pelo Programa Novo Mercado de Gás de 2019, até alcançar o novo marco legal do gás natural pela Lei nº 14.134/2021 (BRASIL, 2021a). No Artigo 6º do seu Decreto nº 10.712/2021 (BRASIL, 2021b) afirma:

“A Empresa de Pesquisa Energética - EPE elaborará estudos técnicos, econômicos e socioambientais relativos às atividades da indústria do gás natural, em conformidade com as atribuições definidas na Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004 (BRASIL, 2004), e no seu estatuto social.”

A primeira edição do PIG foi publicada em 2019 e teve por objetivo principal estudar a interconexão de novas fontes de oferta, entre eles 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, 2020).

Nesta edição do PIG, algumas diretrizes nortearam as alternativas apresentadas. A primeira é a busca pelo atendimento a capitais e regiões metropolitanas que ainda não possuem fornecimento de gás natural, conforme definidos na Lei nº 14.182/2021 e no seu Decreto nº 11.042/2022 (BRASIL, 2021c; BRASIL, 2022). Esta diretriz busca apresentar alternativas de gasodutos de transporte que possam, no futuro, auxiliar o atendimento às termelétricas a gás natural que poderão ser construídas pelos leilões vinculados a essa legislação. A segunda diretriz busca conectar novas ofertas, em especial GNL, a novos mercados consumidores além dos termelétricos citados. Por fim, têm-se, como terceira diretriz apresentar alternativas para aumentar a capacidade de exportação de gás natural da Região Sudeste para a região São Paulo-Sul, principalmente, pelo potencial de aumento da produção de gás natural advindo do pré-sal para os próximos anos.

A fim de cumprir estes objetivos, no PIG são apresentadas 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 no Brasil, o PIG tem como objetivo propor e analisar alternativas de gasodutos de transporte indicativos que possam interligar as ofertas e as demandas potenciais de gás natural 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 definidos pares demanda/oferta para a elaboração de 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, sugerindo os corredores mais indicados para a passagem dos gasodutos. Após a definição do traçado, é realizado o dimensionamento do projeto, definindo-se o diâmetro do gasoduto e outras características técnicas. Finalmente, estimam-se os custos de investimento (CAPEX) de cada uma das alternativas.

Cumprido 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.

Nesta edição, ainda, foi realizada uma avaliação da capacidade de ampliação da malha existente e de diversificação de ofertas que testou, através de simulações termofluido-hidráulicas, alguns cenários possíveis de oferta e demanda de gás que necessitariam de expansão da infraestrutura existente. A partir dos indicadores de necessidade de expansão, foram examinados cinco projetos de traçados de gasodutos, baseados nas diretrizes mencionadas acima, conforme os detalhamentos apresentados no capítulo 4. Para cada alternativa estudada, são apresentados os critérios técnicos, econômicos e socioambientais. Os resultados do estudo são resumidos e comentados de forma conjunta, avaliando-se os condicionantes que podem influenciar na sua viabilidade, bem como nas perspectivas de implementação de cada projeto.

Também foi realizada uma atualização de custos de gasodutos selecionados de outras edições do PIG que estariam ligados a temas abordados no estudo deste ano, bem como o acompanhamento dos avanços dos gasodutos já apontados nos dois ciclos anteriores do PIG.

## 2. Avaliação da capacidade de ampliação da malha existente e da diversificação de ofertas

---

Antes da análise de ampliações de projetos de infraestrutura, é importante avaliar a possibilidade de uso da malha já existente. Por este motivo, esta seção tem por objetivo trazer análises realizadas pela EPE relacionadas a sugestões de ampliação na infraestrutura de transporte de gás natural existente, com foco na maximização do uso do gás nacional sempre que possível, visando a expansão da malha e o reforço da segurança energética, levando em conta as projeções de oferta e demanda elaboradas pela EPE para o ano de 2032. As últimas edições do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) previram a possibilidade de aumento da produção de gás natural na província do pré-sal e na Bacia de Sergipe-Alagoas (SEAL) nos próximos anos, além de se esperar um aumento na oferta oriunda da Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) Guamaré (EPE, 2022a). Dessa forma, buscou-se maximizar a utilização dessas fontes de oferta para regiões consideradas estratégicas em termos de planejamento da rede de transporte de gás.

No que tange à oferta da Bacia do SEAL e da UPGN Guamaré, buscou-se encontrar soluções através de simulações termofluido-hidráulicas que pudessem transportar uma parcela adicional dessa oferta em direção à Pecém/CE. Esta análise foi motivada pelas prerrogativas da Lei nº 14.182/2021, juntamente com o seu Decreto nº 11.042/2022, que versam, entre outros pontos, sobre a construção de usinas termelétricas em capitais ou regiões metropolitanas na Região que, na data de publicação da Lei, não possuíam ponto de suprimento de gás natural.

Estes normativos mencionam, ainda, a preferência pela utilização de gás de origem nacional. Soma-se a esse fato a existência de projetos de gasodutos autorizados que partem de Pecém/CE rumo às regiões metropolitanas de Teresina/PI e São Luís/MA, bem como os gasodutos indicativos propostos no PIG 2020 localizados nesta região. Dessa forma foram desenvolvidas soluções de escoamento do gás através da malha de transporte integrada que possibilitassem um maior uso do gás da Bacia do SEAL e da UPGN Guamaré visando estimular a expansão da malha a partir de Pecém/CE, em direção às capitais supracitadas e o abastecimento das novas usinas termelétricas descritas nos termos da Lei nº 14.182/2021 e do Decreto nº 11.042/2022 por meio de gás nacional.

Quanto à oferta do pré-sal, buscou-se encontrar soluções através de simulações termofluido-hidráulicas para aumentar o fluxo de escoamento desta oferta entre as malhas da TBG<sup>1</sup> e NTS<sup>2</sup>, que atualmente possuem um limite de movimentação de gás em torno de 12 milhões de m<sup>3</sup>/dia. A motivação para a busca destas soluções se deve à possibilidade de redução do gás importado da Bolívia, seja por questões contratuais, seja por questões de redução do ritmo da produção nacional boliviana. Somam-se a isso a expressiva quantidade de recursos nacionais projetados para serem injetados na malha no estado do Rio de Janeiro, as limitações de escoamento do gás oriundo da malha da NTS para a malha da transportadora TBG, que conta hoje com restritas opções de oferta, além da possibilidade de redução da oferta de gás injetada na malha no estado de São Paulo, na UPGN de Caraguatatuba. Dessa forma, visou-se reduzir e prevenir gargalos, além de reduzir a dependência internacional de molécula de gás em importantes estados da economia brasileira, ao mesmo tempo que se otimiza a utilização dos recursos nacionais.

---

<sup>1</sup> TBG – Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A.

<sup>2</sup> NTS – Nova Transportadora do Sudeste S/A



Por questões de simplificação da modelagem e discussão nesta seção, buscou-se trazer soluções que contemplassem menores intervenções de obras possíveis, dando preferência à expansão da capacidade na malha com ECOMP, para só então partir para soluções envolvendo duplicações e *loops* de gasodutos. Cabe ressaltar que as soluções aqui discutidas não são exaustivas, sendo possíveis outras soluções para a mesma condição a qual se procura resolver.

As simulações termofluido-hidráulicas fizeram uso dos dados mais recentes de projeções de oferta e demanda que compõem as projeções decenais, o que permitiu a identificação de gargalos e necessidades de ampliação das capacidades de escoamento ao longo da malha integrada. Os resultados obtidos de pressão e vazão ao longo dos testes de escoamento foram comparados com parâmetros técnicos dos gasodutos, pontos de entrega e compressores, tais como pressões e vazões mínimas e máximas de operação destas infraestruturas. Deste modo, nas situações em que estes parâmetros não fossem atendidos, caracterizava-se uma restrição na malha, tendo sido propostas ampliações à luz das restrições identificadas.

## 2.1. Expansão da infraestrutura no Nordeste

Conforme explicitado anteriormente, neste item buscou-se desenvolver soluções de escoamento que ampliassem a utilização do gás da Bacia do SEAL e da UPGN Guamaré, enviando estas ofertas em direção à extremidade norte da malha de transporte integrada, em Pecém/CE, de forma a viabilizar a expansão da malha a partir deste ponto, tanto através dos gasodutos autorizados quanto por aqueles estudados no PIG 2020.

Outro fato de relevante importância para análise das expansões para o Nordeste é que o terminal de GNL da Petrobras em operação em Pecém/CE, com capacidade máxima de regaseificação de 7 milhões de m<sup>3</sup>/dia, apresenta possibilidade de descomissionamento ao final de 2023 devido ao fim do período de exclusividade de uso do píer pela Petrobras junto ao Porto de Pecém, situação a qual ainda não foi equacionada publicamente.

Além disso, embora haja ainda a previsão de construção de um novo terminal de GNL em Pecém/CE pelo consórcio Portocém<sup>3</sup> não há indícios públicos de que este terminal se conectaria à malha integrada, de modo que o trecho final, no extremo norte da malha integrada de gasodutos, poderia perder uma importante fonte de oferta de gás natural.

Ambos os fatos, aliados às motivações supracitadas, corroboram a análise realizada pela EPE com o intuito de levar parte da oferta da Bacia do SEAL para esta região. Embora haja estas incertezas com relação ao fornecimento de GNL na região de Pecém, para fins de estudo do PIG 2022, trabalhou-se com a hipótese de que o terminal da Petrobras em operação seguiria disponível e seria o único conectado à malha, na região de Pecém, em todo horizonte decenal analisado.

Como ponto de entrada da oferta de gás proveniente da Bacia do SEAL, foram estudadas três possibilidades: entrada através da UPGN de Atalaia, no Sergipe; ou diretamente no gasoduto Catu-Carmópolis; ou no gasoduto de interligação do terminal de Barra dos Coqueiros/SE à malha integrada, já anunciado pela transportadora TAG (TAG, 2022). As alternativas de conexão não

---

<sup>3</sup> O consórcio Portocem se sagrou vencedor no Leilão de Reserva de Capacidade em 2021 para a construção de uma termelétrica de 1,5 GW no município (CMSE, 2022), bem como do terminal de GNL para atendimento desta usina,

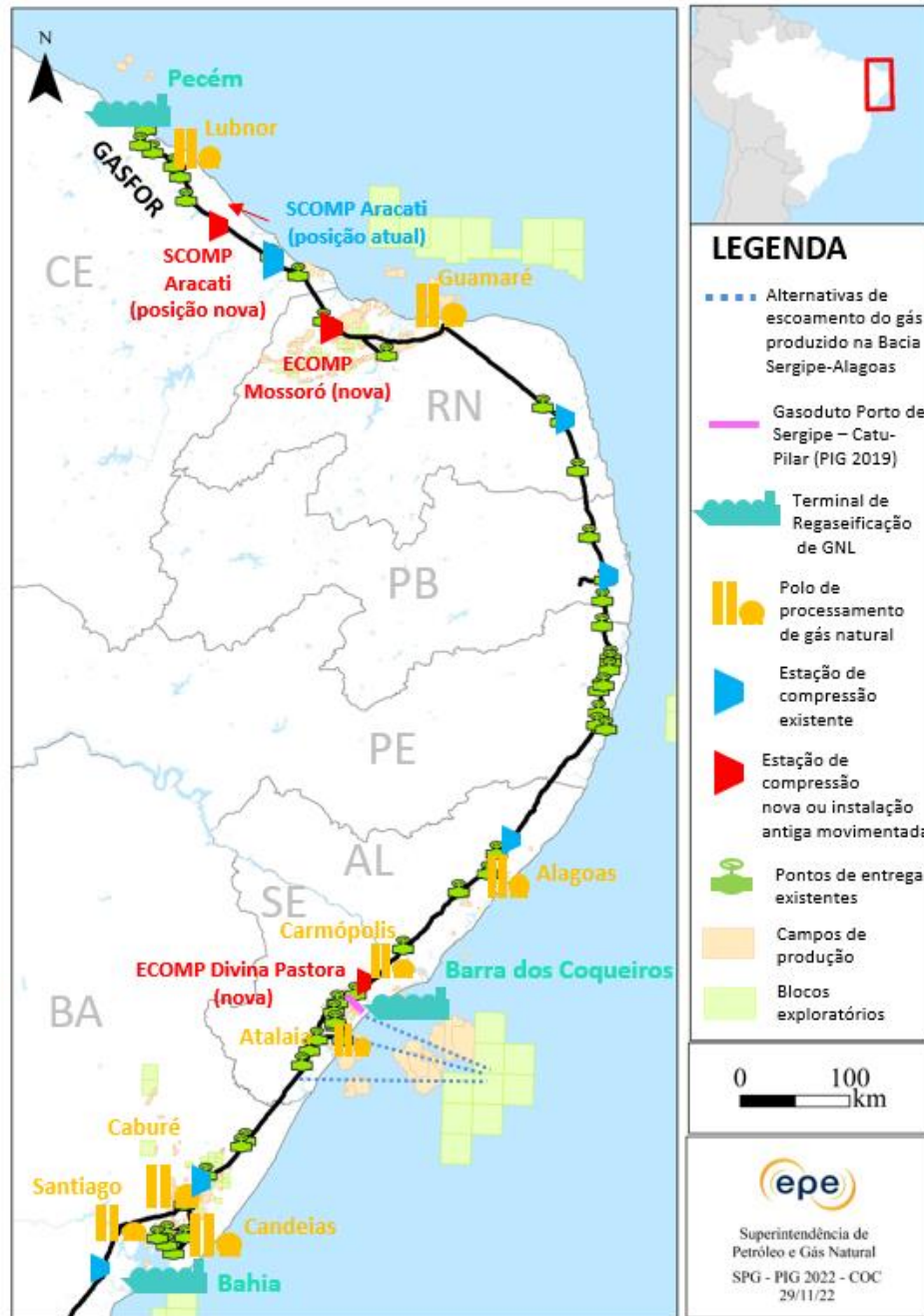
utilizando a UPGN Atalaia só seriam possíveis caso a Petrobras realizasse o tratamento do gás explorado na Bacia do SEAL na plataforma *offshore*, enviando à terra o gás natural já especificado.

Caso a oferta de gás da Bacia do SEAL seja disponibilizada na UPGN de Atalaia, verificou-se a necessidade de uma ECOMP em Divina Pastora/SE (4,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia) para escoar o volume previsto para esta bacia. Outra possibilidade testada foi a duplicação do gasoduto Atalaia-Itaporanga de 28,7 km. Estas soluções proporcionariam elevação do potencial de aproveitamento da Bacia do SEAL para valores em torno de 12 milhões de m<sup>3</sup>/dia, tendo como destinação não só o norte da malha integrada, como testado aqui, mas também para Alagoas e Bahia, diminuindo (ou eliminando) a eventual necessidade de regaseificação no terminal de GNL da Baía de Todos os Santos, em Madre de Deus/BA. Porém, caso a oferta de gás da Bacia do SEAL seja disponibilizada diretamente na malha integrada no gasoduto Catu-Carmópolis ou mesmo no futuro gasoduto que interligará o terminal de GNL de Barra dos Coqueiros/SE à malha integrada, não haveria nenhuma restrição na movimentação do gás tanto para sentido norte quanto para o sul da malha integrada.

Contudo, uma vez solucionado o problema no início do escoamento da produção da Bacia do SEAL rumo ao extremo norte da malha integrada, há ainda uma restrição de escoamento nos gasodutos Nordeste e GASFOR que limitaria que esse gás seja movimentado até o Ceará. Neste sentido, a UPGN Guamaré passaria a ser um importante ponto de oferta para o extremo norte da malha, injetando aproximadamente 4,1 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural para o abastecimento das expansões a partir de Pecém/CE ou nos cenários em que não haveria ofertas de GNL na região.

Além da relevante participação da UPGN de Guamaré, viu-se a necessidade de deslocamento da ECOMP existente de Aracati/CE, em 20 km em direção a Pecém/CE, bem como a instalação de uma nova ECOMP em Mossoró/RN, ambas no GASFOR e vazão aproximada de 2,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Esta solução permitiria acréscimo no fluxo de gás transportado nesse sentido, no entanto, para que haja um maior envio de gás da Bacia do SEAL em direção ao Ceará, haveria a necessidade de uma duplicação do gasoduto Nordeste, de 423 km, bem como a finalização do GASFOR II, cujo primeiro trecho (Horizonte/CE-Caucaia/CE) já se encontra em construção.

A **Figura 2** apresenta o mapa com a infraestrutura existente de gás natural na região Nordeste e os resultados da simulação para escoamento do gás produzido na Bacia do SEAL.



**Figura 2. Mapa das soluções propostas pelas simulações para o Nordeste.**

Fonte: Elaboração própria EPE.

Destaca-se que a duplicação de um trecho do Nordeste faz parte das intenções de investimentos da transportadora TAG para os próximos anos. A empresa tem intenção de duplicar cerca de 200 km de extensão do duto, de forma a ampliar a vazão neste trecho em 2,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia. O novo gasoduto teria diâmetro de 20 polegadas e, segundo a TAG, a ampliação custaria R\$ 1,8 bilhões (TAG, 2022).

Ressalta-se que a elevação de participação do gás nacional, decorrente das ampliações sugeridas, possibilitariam uma menor utilização do terminal de Pecém/CE para atendimento das demandas existentes, liberando sua capacidade para abastecimento de outros clientes. Deste modo, a oferta deste terminal poderia ser disponibilizada para atendimento das expansões da malha a partir

de Pecém, em direção às capitais do Nordeste que não possuíam ponto de suprimento de gás natural até julho de 2021 (de acordo com a Lei nº 14.182/2021 e o Decreto nº 11.042/2022), Teresina/PI e São Luís/MA. Por outro lado, caso o terminal de Pecém seja desmobilizado ou o futuro terminal da Portocém não venha a ser conectado à malha, estas mesmas ampliações permitiriam o pleno atendimento das demandas existentes no extremo norte da malha integrada através de utilização de gás nacional.

Por fim, cabe destacar que o que foi tratado nesta seção diz respeito apenas às movimentações físicas na malha, não implicando necessariamente em gargalos contratuais. Deve-se salientar que, a adoção do sistema de entrada e saída na malha de transporte integrada poderia permitir a diversificação da contratação de gás junto a outros agentes, sendo disponibilizado aos consumidores, por *swap* contratual, uma vez comprovada a viabilidade física da operação.

### 2.1.1. Custo da expansão sugerida

Para as soluções encontradas nos testes de simulação termofluido-hidráulicas, foram feitas as estimativas de custo das expansões sugeridas com as ECOMPs, conforme a **Tabela 1** e a **Tabela 2**. Cabe destacar que a **Tabela 1** é relativa aos custos associados à expansão por meio da injeção de gás da Bacia do SEAL via UPGN Atalaia e considera o custo de duas novas ECOMPs (Divina Pastora/SE e Mossoró/RN) e o deslocamento de uma ECOMP existente (Aracati/CE). A **Tabela 2** é relativa aos custos associados à expansão por meio da injeção de gás da Bacia do SEAL via gasodutos Catu-Carmópolis ou de interligação do Terminal de GNL de Barra dos Coqueiros/SE e considera o custo de uma nova ECOMP (Mossoró/RN) e o deslocamento de uma ECOMP existente (Aracati/CE). Os custos apresentados na **Tabela 2** não consideram os valores associados a construção dos gasodutos incluídos na solução.

**Tabela 1. Custos associados à expansão da capacidade de escoamento no Nordeste (injeção de gás da Bacia do SEAL via UPGN Atalaia)**

| Descrição                                    | R\$ milhões | %          |
|--|-------------|------------|
| <b>Custos Diretos</b>                        |             |            |
| Componentes                                  | 222         | 56,1       |
| Construção e Montagem                        | 64          | 16,2       |
| Terrenos                                     | 0           | 0          |
| <b>Custos Indiretos</b>                      |             |            |
| BDI – Benefícios e Despesas Indiretas        | 52          | 13,2       |
| Contingências                                | 57          | 14,5       |
| <b>INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/22)</b> | <b>396</b>  | <b>100</b> |

Fonte: Elaboração própria EPE.

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

**Tabela 2. Custos associados à expansão da capacidade de escoamento no Nordeste (injeção de gás da Bacia do SEAL via gasodutos Catu-Carmópolis ou de interligação do Terminal de GNL de Barra dos Coqueiros/SE)**

| Descrição                                    | R\$ milhões | %          |
|--|-------------|------------|
| <b>Custos Diretos</b>                        |             |            |
| Componentes                                  | 91          | 47,2       |
| Construção e Montagem                        | 47          | 24,5       |
| Terrenos                                     | 0           | 0          |
| <b>Custos Indiretos</b>                      |             |            |
| BDI – Benefícios e Despesas Indiretas        | 27          | 13,9       |
| Contingências                                | 28          | 14,3       |
| <b>INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/22)</b> | <b>192</b>  | <b>100</b> |

Fonte: Elaboração própria EPE.

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

## 2.2. Expansão da infraestrutura no Sudeste

Para o Sudeste, as análises nesta seção buscaram encontrar soluções para aumentar o fluxo de escoamento de gás entre as malhas da TBG e da NTS, devido às razões citadas anteriormente – maior aproveitamento do gás do pré-sal e redução da dependência do gás boliviano.

Atualmente, a conexão entre as malhas é feita através do gasoduto GASCAR em operação, que tem capacidade máxima de escoamento de aproximadamente 12,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Como primeira etapa, buscaram-se soluções com estações de compressão que pudessem aumentar a capacidade máxima de escoamento por esta rota para montantes próximos aos habituais 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia fornecidos pela Bolívia, de forma a dar resiliência à malha da TBG caso haja reduções de fornecimento de gás por parte da Bolívia ao Brasil mais expressivas que as já observadas em 2022 (AGÊNCIA BRASIL, 2022). Esta primeira solução permitiria que a ampliação da capacidade para envio de gás para a malha da TBG fosse feita de forma escalonada, adequando o cronograma de entrada em operação às demandas por gás ao longo do tempo, otimizando os desembolsos necessários.

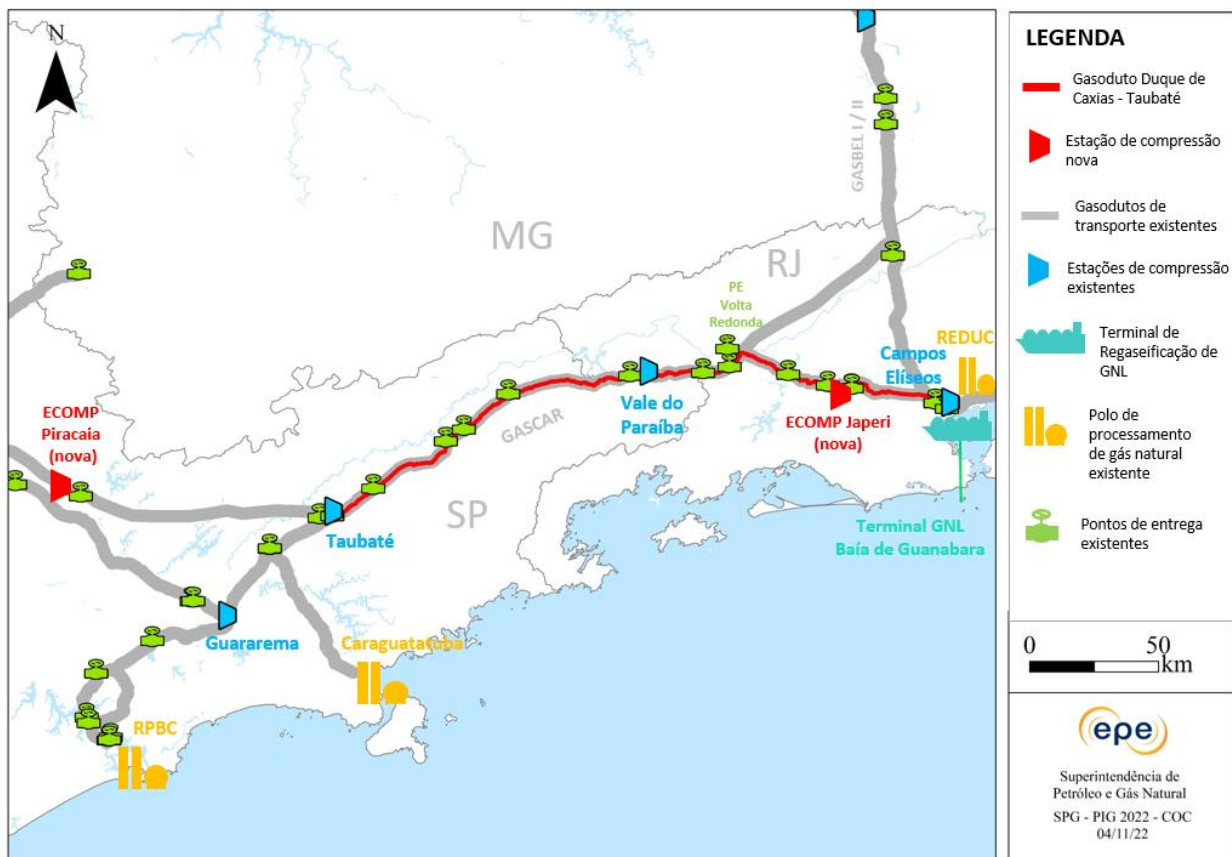
Nesta lógica, as simulações termofluido-hidráulicas apontaram como solução uma nova ECOMP no município de Japeri/RJ. Este novo equipamento permitiria aumentar o fluxo de escoamento de gás entre os estados do Rio de Janeiro e São Paulo para 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Este montante equivale atualmente à vazão máxima contratada de gás da Bolívia transportada no GASBOL, o que aumentaria a robustez de ofertas de gás para a malha da TBG e a segurança energética enquanto reduziria a dependência em relação ao gás boliviano.

Quando se eleva a quantidade de gás a ser transferido entre as malhas da TBG e da NTS, para níveis em torno de 25 milhões de m<sup>3</sup>/dia, buscando maior aproveitamento do gás do pré-sal que chega ao estado do Rio de Janeiro e uma dependência menor ou nula do gás boliviano, a expansão na infraestrutura de gás existente teria necessariamente que passar pela duplicação de gasodutos, em conjunto com novas ECOMPs.

Embora haja hoje a perspectiva de entrada de novos terminais de GNL na malha da TBG no decênio, o que já aumentaria opções de molécula de gás para esta região, a expansão da conexão nessa magnitude também favoreceria uma menor exposição aos preços internacionais de GNL, que apresentam uma alta volatilidade, ao passo que aumentaria o aproveitamento do gás da produção

de origem nacional, principalmente a do pré-sal. Este montante a ser entregue na malha da TBG está alinhado com as expectativas de ampliação da transportadora NTS para a sua rede de gasodutos nessa região (EPBR, 2022a).

A solução que se propõe para alcançar a vazão máxima de escoamento de 25 milhões de m<sup>3</sup>/dia no fim do GASCAR, testada através de simulações, contaria com uma duplicação do gasoduto GASJAP (Japeri-REDUC) de 45,3 km e 28 polegadas em conjunto com uma duplicação do gasoduto GASCAR no trecho Taubaté-Japeri de 249,2 km e 28 polegadas. Somam-se a estas duplicações, a necessidade de uma nova ECOMP em Japeri/RJ, analogamente ao resultado da simulação anterior, além de uma nova ECOMP na cidade de Piracaia/SP no trecho entre Taubaté/SP e Paulínia/SP do GASCAR. A **Figura 3** mostra esquematicamente a solução proposta com base nas simulações realizadas.



**Figura 3. Mapa das soluções propostas pelas simulações para o Sudeste.**

Fonte: Elaboração própria EPE.

Pela complexidade dessa solução, optou-se por inserir esse gasoduto também nas alternativas propostas pela EPE dentro deste ciclo do PIG e fazer uma análise detalhada do traçado e dos custos envolvidos para esta ampliação. No entanto, nesta seção será apresentado somente o custo da solução que contempla unicamente a estação de compressão de Japeri/RJ, visando a movimentação de 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Já a solução capaz de transporte 25 milhões de m<sup>3</sup>/dia, que envolve a análise do traçado das duplicações será apresentada na Seção 3.5.

É relevante destacar que a solução apresentada nesta seção pressupõe maiores limitações à capacidade da UPGN de Caraguatatuba (UTGCA) em injetar gás na malha, visto as perspectivas de redução da produção de Mexilhão. O gás deste campo é necessário para a composição do *blend* de

gás a ser processado na UTGCA, juntamente com gás do pré-sal. Deste modo, a queda da produção deste campo reduz a capacidade da UPGN em processar gás do pré-sal, resultando, por fim, em diminuição da oferta por esta UPGN. Neste sentido, os resultados de ampliação de infraestruturas obtidos levaram em conta uma oferta da ordem de 4 milhões de m<sup>3</sup>/dia pela UTGCA, aproximada a partir das projeções da EPE (2022b), o que exigiria uma maior movimentação de gás do pré-sal vindo do estado do Rio de Janeiro, das UPGNs Cabiúnas e do futuro Polo Gaslub.

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, elevar sua oferta em patamares acima dos 4 milhões de m<sup>3</sup>/dia mencionados.

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 m<sup>3</sup>/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.

### 2.2.1. Custo da expansão sugerida

Para a solução encontrada nos testes de simulação termofluido-hidráulicas, visando o escoamento de 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia utilizando apenas a ECOMP Japeri/RJ, foram feitas as estimativas de custo da expansão sugerida, conforme a **Tabela 3**. Destaca-se que os custos relativos à movimentação de 25 milhões de m<sup>3</sup>/dia, envolvendo as duas novas ECOMPs (Japeri/RJ e Piracaia/SP) e as duplicações de duto (Japeri-REDUC e trecho Taubaté-Japeri do GASCAR) são discutidos e apresentados na Seção 3.5.

**Tabela 3. Custos associados à expansão da capacidade de escoamento no Sudeste (ampliação utilizando apenas ECOMP)**

| Descrição                                    | R\$ milhões | %          |
|--|-------------|------------|
| <b>Custos Diretos</b>                        |             |            |
| Materiais e Equipamentos                     | 157         | 64,6       |
| Instalação e Comissionamento                 | 20          | 8,3        |
| Terrenos                                     | 0           | 0,0        |
| <b>Custos Indiretos</b>                      |             |            |
| BDI – Benefícios e Despesas Indiretas        | 30          | 12,5       |
| Contingências                                | 35          | 14,6       |
| <b>INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/22)</b> | <b>243</b>  | <b>100</b> |

Fonte: Elaboração própria EPE.

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

### 3. Detalhamento de Gasodutos de Transporte Indicativos

---

Esse ciclo do PIG buscou apresentar alternativas de gasodutos de transporte que possam, no futuro, auxiliar o atendimento às termelétricas a gás natural que poderão ser construídas nas regiões específicas definidas na Lei nº 14.182/2021 e seu decreto regulamentador nº 11.042/2022. Essas alternativas de gasodutos de transporte atenderiam às usinas termelétricas que estivessem enquadradas nas exigências dessa legislação e se sagrassem vencedoras em leilões específicos vinculados à lei supracitada.

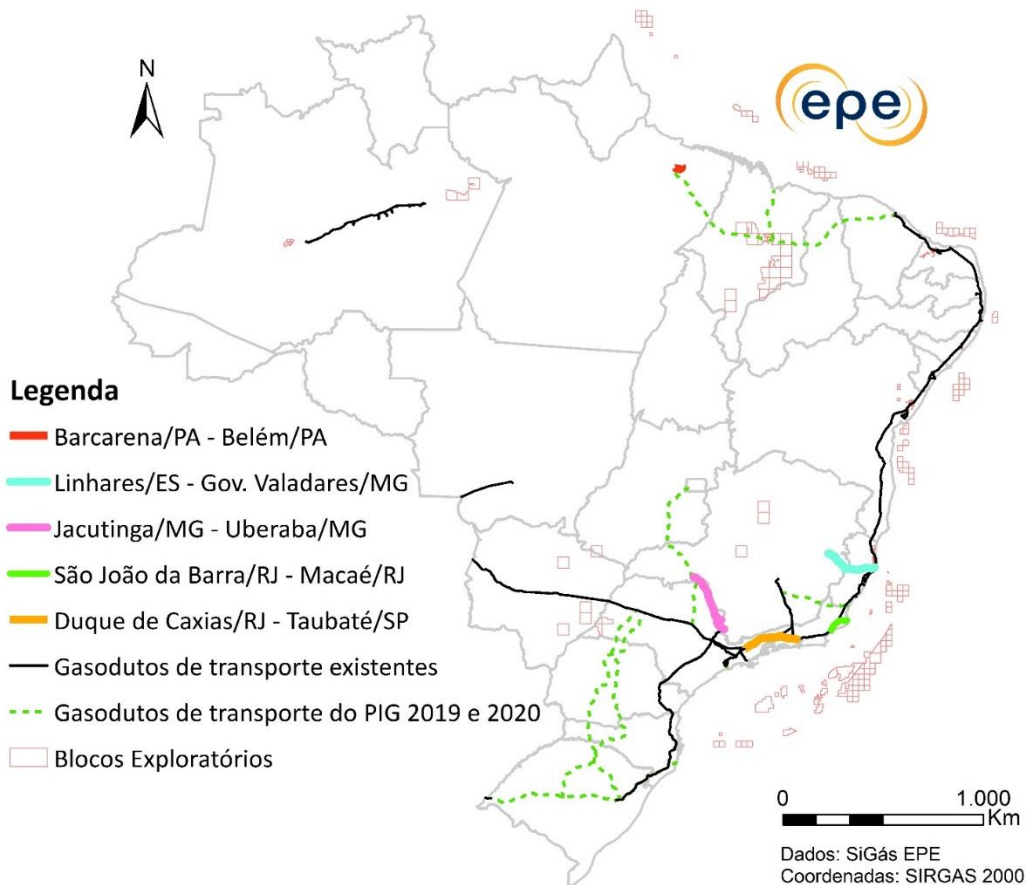
Além disso, no PIG 2022 também buscou-se expandir a malha dutoviária em direção ao interior do Brasil, de forma a atender, além da possibilidade de usinas termelétricas, importantes municípios e regiões que hoje não possuem acesso ao gás natural. Neste sentido, destacam-se as alternativas de o gasoduto Linhares/ES – Governador Valadares/MG, responsável por conectar a oferta de gás da UPGN de Cacimbas até o leste de Minas Gerais, em área enquadrada da Sudene (uma das áreas citadas na Lei nº 14.182/2021); e o gasoduto Jacutinga/MG – Uberaba/MG, que seria conectado ao GASPAJ (Gasoduto Paulínia - Jacutinga) e ao potencial futuro gasoduto Brasil Central, na cidade de Uberaba/MG.

Há ainda situações em que se buscou conectar os terminais de GNL existentes ou em construção a novos mercados consumidores além do termelétrico previsto na Lei nº 14.182/2021, como foram os casos do gasoduto São João da Barra/RJ – Macaé/RJ, que conectaria a oferta de gás natural importada do terminal de GNL da GNA (Gás Natural Açú S.A.) à malha integrada no complexo TECAB (Terminal Cabiúnas) da Petrobras; e do gasoduto Barcarena/PA – Belém/PA, visando conectar uma oferta de gás natural importada do terminal de GNL da CELBA (Centrais Elétricas de Barcarena S.A.) à capital do Pará, Belém.

Por fim, coube também ao PIG 2022 apresentar alternativas para aumentar a capacidade de exportação de gás natural da Região Sudeste para a região São Paulo-Sul, principalmente, pelo potencial de aumento da produção de gás natural advindo do pré-sal no horizonte do decênio e pela necessidade de reforço nas opções de oferta para malha da TBG, caso se confirmem cenários de redução da oferta de gás boliviano. Nesse sentido, foi estudada a proposta do gasoduto Duque de Caxias/RJ – Taubaté/SP, que reforçaria a conexão da oferta que chega no complexo da REDUC (Refinaria Duque de Caxias) até a cidade de Taubaté, no estado de São Paulo. Este duto seria uma duplicação dos gasodutos existentes, GASJAP (Gasoduto Japeri-REDUC) e um trecho do gasoduto GASCAR (Gasoduto Campinas-Rio).

Na **Figura 4** são apresentados os projetos de gasodutos de transporte estudados no ciclo do PIG 2022.





**Figura 4. Mapa de localização das alternativas estudadas de gasodutos de transporte.**  
 Fonte: Elaboração própria EPE.

É importante destacar 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 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 destacar 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 (EPE, 2022b), 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.

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.

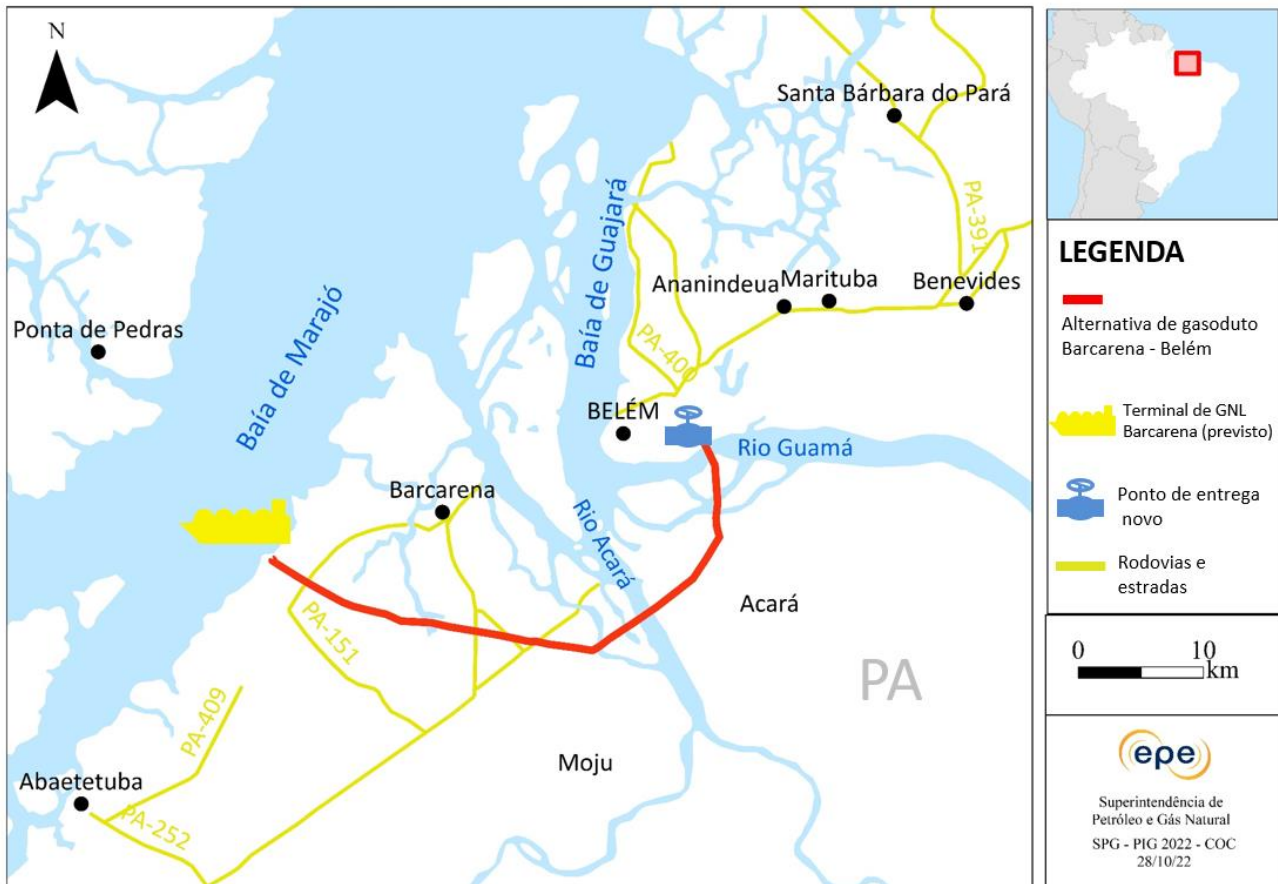
No presente estudo, os custos dos gasodutos de transporte foram estimados utilizando o Sistema de Avaliação de Custos de Gasodutos de Transporte – SAGAS, ferramenta desenvolvida pela EPE, que conta com bases de dados de custos para empreendimentos dutoviários. Assim, o custo total de cada alternativa 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 cavalete, 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; e
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 2022, 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 ACEI (2011).

### 3.1. Gasoduto Barcarena/PA – Belém/PA

O projeto de gasoduto denominado gasoduto Barcarena/PA – Belém/PA consiste em uma nova infraestrutura de transporte de gás natural aproveitando a instalação do futuro Terminal de GNL de Barcarena, em construção no Porto Organizado de Vila do Conde, no município de Barcarena, na região metropolitana de Belém/PA conforme a **Figura 5**.



**Figura 5. Mapa de localização do gasoduto Barcarena/PA – Belém/PA.**

Fonte: Elaboração própria EPE.

O terminal de GNL de Barcarena visa o abastecimento da Usina Termelétrica (UTE) Novo Tempo Barcarena, com possibilidade de atendimento de demandas termelétricas adicionais, tais como outras usinas do consórcio CELBA (MME, 2021) ou projetos de GNL em pequena escala (REVISTA ALUMINIO, 2021a; 2021b), além da mineradora Hydro Alunorte localizada também no Porto de Vila do Conde/PA. O gasoduto proposto seria responsável pelo escoamento de parte do excedente da capacidade deste terminal (15 milhões de m<sup>3</sup>/dia) em relação às demandas potenciais mencionadas, otimizando o uso do terminal.

Este gasoduto permitiria o abastecimento da capital do estado do Pará, Belém, de forma a atender tanto demandas termelétricas, relacionadas ou não à Lei nº 14.182/2021 e do Decreto nº 11.042, quanto demandas não termelétricas como indústrias, residências, comércio entre outros.

Destaca-se a relevância do gasoduto em atender uma capital tão próxima de uma fonte de gás natural, como é o caso de Belém/PA e o terminal de GNL localizado em Barcarena/PA. Levar gás até

a região metropolitana da capital paraense tem potencial para desenvolvimento regional, atração de indústrias, além de reduzir emissões decorrentes do uso de combustíveis mais poluentes no seu polo industrial.

### 3.1.1. Resumo do Traçado

O traçado definido para o gasoduto possui 48,7 km e atravessa os municípios de Barcarena/PA, Acará/PA e Belém/PA, partindo do terminal de GNL instalado no Porto de Vila do Conde, seguindo até as proximidades da Universidade Federal Rural da Amazônia – UFRA, às margens do Rio Guamá, em uma área referencial para o ponto de entrega.

O gasoduto seria construído na sua integralidade em faixa de servidão nova, acompanhando linhas de transmissão existente e rodovias estaduais como principais diretrizes rumo à Belém/PA. Destaca-se as extensas travessias ao longo do traçado que aumentam a complexidade da fase de construção e montagem do duto.

### 3.1.2. Análise Socioambiental e dificuldades construtivas

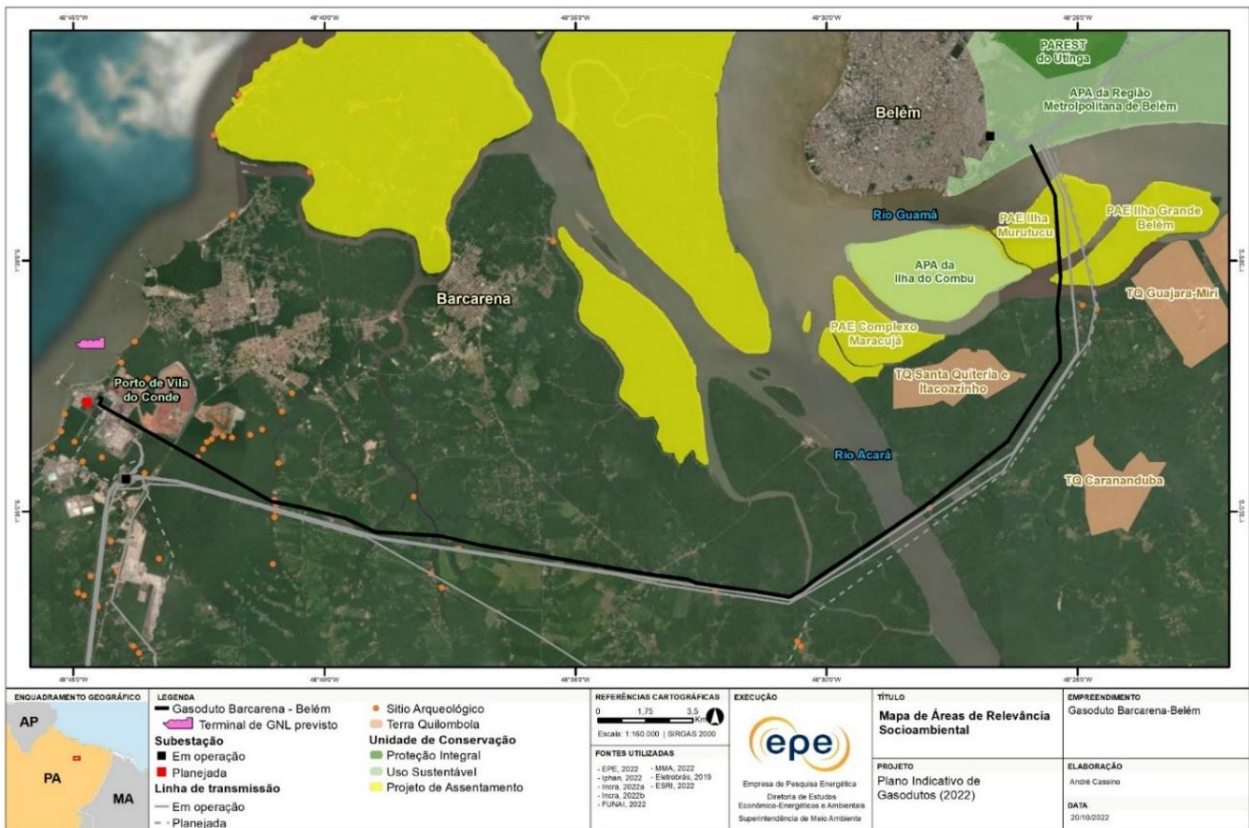
A diretriz atravessa áreas com escassez de vias asfaltadas, fato que deve implicar na necessidade de melhoria nos acessos na fase de obras. No entanto, a proximidade com linhas de transmissão poderá facilitar a logística para movimentação de equipamentos durante a fase de construção do gasoduto através do aproveitamento das faixas de acesso destas estruturas.

Como informado, o traçado segue linhas de transmissão em 230 e 500 kV. Portanto, ao se definir a diretriz, buscou-se um afastamento mínimo de cerca de 100 metros, de forma a mitigar o risco de corrosão do duto por efeito da indução eletromagnética. Conforme descrito no PIG 2020, o paralelismo entre linhas de transmissão e gasodutos requer atenção em vista da possibilidade de indução de cargas nos gasodutos, que podem resultar em corrosão nos mesmos ou gerar centelhamento e eventuais explosões. Neste sentido, considerou-se que o traçado do gasoduto apresentaria o afastamento necessário para evitar estas ocorrências.

Destaca-se, no entanto, que o traçado elaborado pelo PIG 2022 para o gasoduto Barcarena/PA-Belém/PA apresenta caráter indicativo, de modo que o afastamento real necessário para o paralelismo entre linhas de transmissão e gasodutos deve ser calculado a partir de informações de campo, tais como a composição e a resistividade do solo ao longo do trecho paralelo.

No seu trajeto, a diretriz passa próxima a algumas localidades, tais como Guarujá do Icaraú, São Luís e São Felipe, em Barcarena; Barajuba e Guajará-Miri, em Acará, conforme a **Figura 6**. No momento da definição do traçado final, deve-se evitar a interferência direta em benfeitorias.

Localizado na Mesorregião Metropolitana de Belém, o traçado do Gasoduto Barcarena – Belém situa-se no bioma Amazônia, que é caracterizado pela densa vegetação formada por árvores de grande porte e rica biodiversidade. Observa-se que na região de estudo, em meio a grandes áreas com cobertura vegetal preservada, há várias pequenas propriedades rurais associadas a algumas áreas de cultivo e pastagens.



**Figura 6. Mapa de relevância socioambiental na região da alternativa Barcarena/PA – Belém/PA**  
 Fonte: Elaboração própria EPE.

Partindo de Barcarena, o traçado segue sentido leste por aproximadamente 25 quilômetros. A partir deste ponto, há uma deflexão no sentido nordeste e norte até sua extremidade final, em Belém. Destaca-se que as maiores extensões com florestas preservadas se situam ao redor dos rios da região, tais como o Itaporanga, Acará e Guamá.

O traçado elaborado atravessa predominantemente relevos de tabuleiros e planícies fluviolacustres (CPRM, 2010a). Do ponto de vista topográfico, as formas de relevo mencionadas mostram-se favoráveis para a passagem do gasoduto, uma vez que representam menores amplitudes de relevo e baixas taxas de declividade, em princípio. O relevo está localizado em regiões com considerável participação de rochas sedimentares, correspondendo aos sedimentos inconsolidados depositados pelos rios da região e rochas de provável baixa dureza, o que deve facilitar o processo construtivo deste duto, embora deva-se ter atenção, devido à possibilidade de afundamentos e subsidências devido ao tipo de rochas atravessadas.

No entanto, as planícies fluviolacustres 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. De acordo com a base de dados consultada, essas unidades representam aproximadamente 30% do traçado.

Há travessias subaquáticas relevantes ao longo do traçado proposto, sendo que duas superam 1 km de extensão, no rio Acará e no rio Guamá. Foram observados, aproximadamente, 5 travessias com até 150 metros de largura, enquanto em maiores extensões destacam-se os rios Acará (1.500 m) e Guamá (1.400 m), além dos Rios Itaporanga e Jenipauá. O traçado foi desenvolvido no sentido de minimizar essas travessias, espelhando o caminhamento de linhas de transmissão existentes na área.

O traçado interfere em apenas um processo minerário em fase de autorização de pesquisa, envolvendo exploração de fosfato, situado no município de Barcarena, próximo ao limite com Acará.

Na chegada ao ponto de entrega referencial, no bairro Universitário, em Belém, a diretriz interfere na Área de Proteção Ambiental (APA) da Região Metropolitana de Belém, extensa unidade de conservação (UC) estadual de uso sustentável. Esta área protegida foi criada em 1993 e tem como um dos objetivos principais assegurar a potabilidade de água dos mananciais através da restauração e da manutenção da qualidade ambiental dos lagos Água Preta e Bolonha, do rio Aura e respectivas bacias hidrográficas. Caso o projeto se viabilize, o empreendedor deve verificar se o plano de manejo da APA foi publicado, de forma a identificar eventuais restrições e condicionantes para a implantação do gasoduto.

O traçado cruza os projetos de assentamento agroextrativistas (PAE) Ilha Grande Belém e Ilha Murutucu, situados nas ilhas de mesmo nome, que foram criadas para regularizar as terras de populações extrativistas e ribeirinhas que utilizam a floresta para sua sobrevivência.

Há três terras quilombolas (Santa Quitéria e Itacoazinho, Carananduba e Guajará-Miri) situadas a até cinco quilômetros do traçado proposto, fato que poderá demandar a elaboração de Estudos do Componente Quilombola na fase de licenciamento ambiental do empreendimento, conforme critérios definidos na Portaria Interministerial nº 60, de 24 de março de 2015. De acordo com os dados consultados, o traçado proposto não interfere em terras indígenas.

É interessante mencionar o pequeno número de cruzamentos ao longo do traçado deste duto, tendo em vista a sua localização e extensão. Destacam-se os cruzamentos em ruas asfaltadas na região do Porto de Vila do Conde/PA e nas rodovias estaduais PA-481 e PA-151 em trechos de mão dupla e pista única.

De acordo com dados históricos de pluviosidade do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), podem ser esperados altos índices pluviométricos em alguns trimestres (INPE, 2022).

### 3.1.3. Dimensionamento Termofluido-hidráulico

Dado que a oferta disponível para este sistema, atualmente, seria através do terminal de GNL de Barcarena, considerou-se que o gás para carregamento deste duto seria parte do excedente de GNL deste terminal. Deste modo, dimensionou-se um duto unidirecional com capacidade de 4 milhões de m<sup>3</sup>/dia, equivalente à estimativa do excedente da capacidade máxima do terminal em construção que poderia ser disponibilizado para este projeto.

Estas estimativas tiveram como base informações de cadastramento para participação do Leilões de Reserva de Capacidade de 2021 das usinas do consórcio CELBA (MME, 2021), bem como uma estimativa de consumo para projetos de GNL em pequena escala já anunciados que visam substituição de outros combustíveis por gás natural na região e que teriam suas ofertas lastreadas a esse terminal (HYDRO, 2021).

Destaca-se que as demandas utilizadas no dimensionamento deste gasoduto incluíram margens de folga de forma a acomodar eventuais crescimentos que possam vir a ser observados e que não tenham sido percebidos pela EPE, tais como demandas reprimidas não enxergadas que podem passar a ser atendidas devido à chegada do gasoduto ou até mesmo crescimentos além dos estimados neste estudo.

Foi considerado apenas um ponto de entrega de gás natural ao final do traçado, com a capacidade de 4,0 milhões de m<sup>3</sup>/dia, visando o atendimento de Belém/PA. A partir desta premissa e através de simulações termofluido-hidráulicas, foi realizado o dimensionamento do Gasoduto Barcarena/PA-Belém/PA, resultando em um duto com 12 polegadas sem estações de compressão.

Deve-se salientar que o dimensionamento do ponto de entrega e o diâmetro calculado através de simulações termofluido-hidráulicas não restringiriam a possibilidade de ampliação futura, consequência de um eventual crescimento do mercado de gás em Belém/PA em momento futuro.

### 3.1.4. Estimativas de Custos

A **Tabela 4** detalha os custos levantados para cada rubrica destacada. Do ponto de vista construtivo, destaca-se a dificuldade prevista na Construção e Montagem do duto em decorrência das travessias bastante extensas. Por ser um duto curto, a parte de tubulações não teve participação percentual significativa nos custos totais. Em relação aos terrenos, destaca-se a majoritária presença de áreas rurais e de mata, por consequência, essa rubrica não onera significativamente o CAPEX do gasoduto.

**Tabela 4. Custos associados ao projeto do gasoduto Barcarena/PA-Belém/PA**

| Descrição   | R\$ milhões | %          |
|---|-------------|------------|
| <b>Custos Diretos</b>   |             |            |
| Tubulação   | 69          | 8,1        |
| Componentes   | 23          | 2,7        |
| Construção e Montagem   | 444         | 52,2       |
| Instalações complementares  | 40          | 4,7        |
| Sistemas de Supervisão e Controle, Comunicação e Detecção de Vazamentos | 4           | 0,5        |
| Terrenos  | 18          | 2,2        |
| <b>Custos Indiretos</b>   |             |            |
| Projeto de Engenharia, Compensação e Licenciamento Ambiental            | 4           | 0,5        |
| BDI – Benefícios e Despesas Indiretas                                   | 145         | 17,1       |
| Contingências   | 102         | 12,0       |
| <b>INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/22)</b>                            | <b>850</b>  | <b>100</b> |

Fonte: Elaboração própria EPE.

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

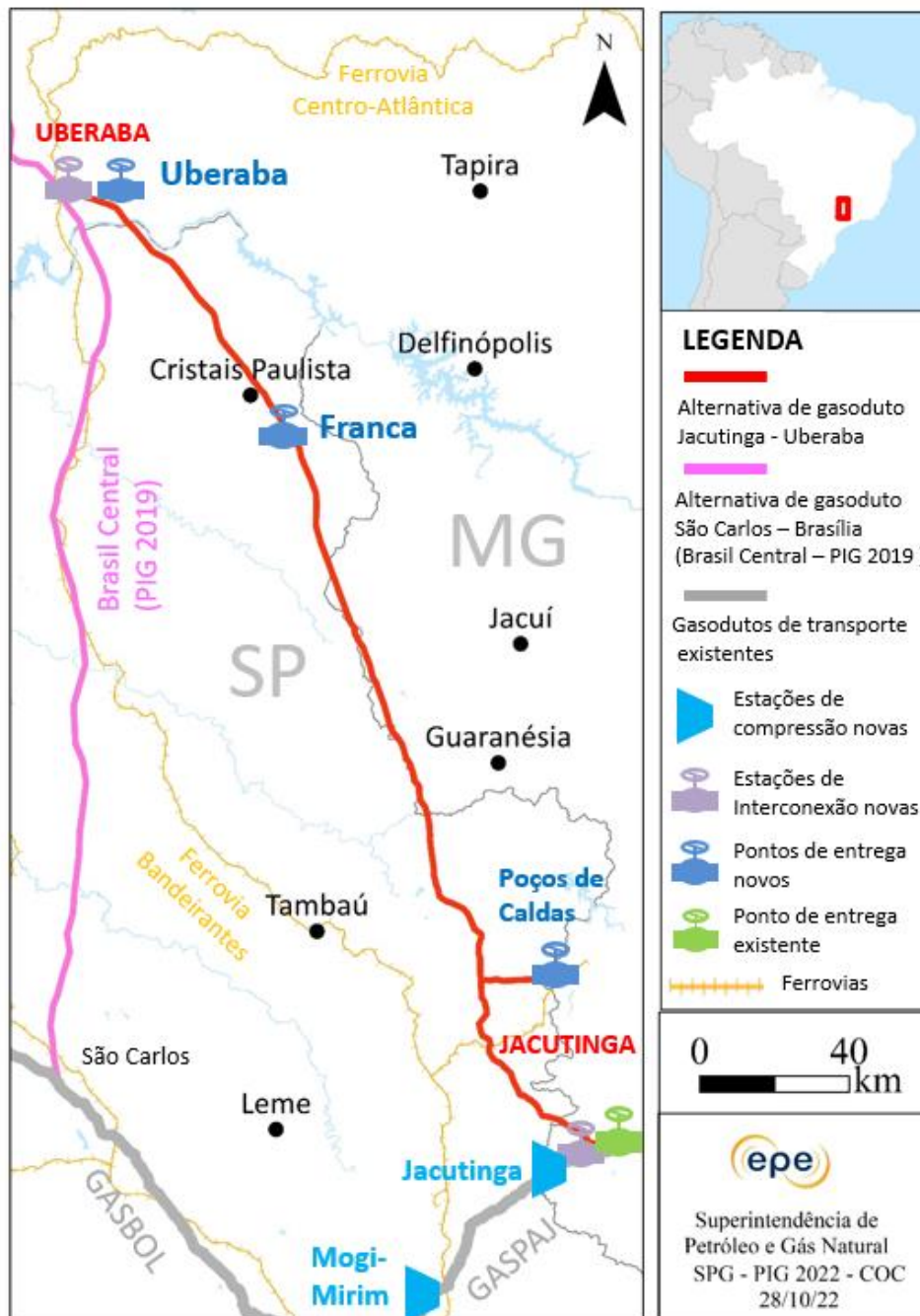
Cabe destacar que este gasoduto poderia fazer parte de uma expansão da malha brasileira de gasodutos a partir de um ponto de oferta isolado no estado do Pará: o terminal de GNL de Barcarena/PA. O PIG 2020 trouxe uma alternativa de gasoduto que conectaria este terminal a Santo Antônio dos Lopes/MA, pela qual poderia servir de *backup* para as termelétricas do parque da Eneva caso a produção própria de gás *onshore* venha a faltar ou em caso de manutenção das plataformas.

De Santo Antônio dos Lopes/MA, no PIG 2020 também houve sugestões de dutos que se conectariam a São Luís/MA e a Pecém/CE, de forma que o terminal de GNL de Barcarena/PA poderia no futuro vir a se conectar até mesmo à malha integrada nacional. Em um cenário econômico favorável e de desenvolvimento do mercado de gás brasileiro, este gasoduto para Belém/PA se integraria à possibilidade dessa grande expansão da rede de dutos no Norte/Nordeste do Brasil.



### 3.2. Gasoduto Jacutinga/MG – Uberaba/MG

O gasoduto Jacutinga/MG – Uberaba/MG (**Figura 7**) foi proposto com o objetivo de conectar ao possível futuro gasoduto São Carlos/SP – Brasília/DF (intitulado como Brasil Central), partindo do gasoduto de transporte existente Paulínia – Jacutinga (GASPAJ) até a cidade de Uberaba/MG, no triângulo mineiro.



**Figura 7. Mapa de localização do gasoduto Jacutinga/MG – Uberaba/MG.**

Fonte: Elaboração própria EPE.

Uma vez construído o gasoduto Brasil Central, o gasoduto Jacutinga/MG – Uberaba/MG poderia se conectar a esse duto e levar gás natural à Região Centro-Oeste visando atendimento de projetos termelétricos previstos na Lei nº 14.182/2021 além de outras demandas, a partir da interconexão entre os dutos em Uberaba/MG. Neste caso, o trecho inicial do gasoduto Brasil Central, entre São Carlos/SP e Uberaba/MG poderia ou não ser construído, uma vez que já existiria um ponto de oferta de gás advindo da malha integrada chegando no município de Uberaba/MG através da solução descrita aqui.

A proposta do gasoduto Jacutinga/MG – Uberaba/MG poderia permitir o envio de gás natural a regiões no Sul do estado de Minas Gerais e Norte do estado de São Paulo que hoje não recebem gás. Importantes municípios, como Franca/SP e Poços de Caldas/MG, poderiam ser atendidos, abastecendo suas indústrias locais e empresas de mineração.

É relevante destacar que a conexão que abasteceria o município de Poços de Caldas/MG deve ser classificada como um gasoduto de transporte e, portanto, ser considerado um ramal do tronco principal. O fato de o gasoduto cruzar o limite territorial de um estado, em termos regulatórios, exclui a possibilidade de ser classificado como um duto de distribuição. Eventualmente, na concepção do traçado foram buscadas alternativas que pudessem se aproximar mais do município de Poços de Caldas/MG antes de adentrar no estado de São Paulo, o que possibilitaria a construção de um gasoduto de distribuição para atendimento do município. No entanto, limitações construtivas e de ocupação da terra nos arredores onerariam significativamente o custo do gasoduto neste trecho.

### 3.2.1. Resumo do traçado

O traçado definido para o tronco principal do gasoduto possui 320,8 km e a diretriz estabelecida para o ramal possui aproximadamente 20 km. Esses traçados atravessam 12 municípios do estado de Minas Gerais e 16 do estado de São Paulo. O tronco principal parte de um ponto de entrega de gás em Jacutinga/MG e segue até um local sugerido para a conexão com o gasoduto planejado Brasil Central, em Uberaba/MG. O ramal se inicia em Vargem Grande do Sul/SP seguindo até uma área referencial para ponto de entrega em Poços de Caldas/MG.

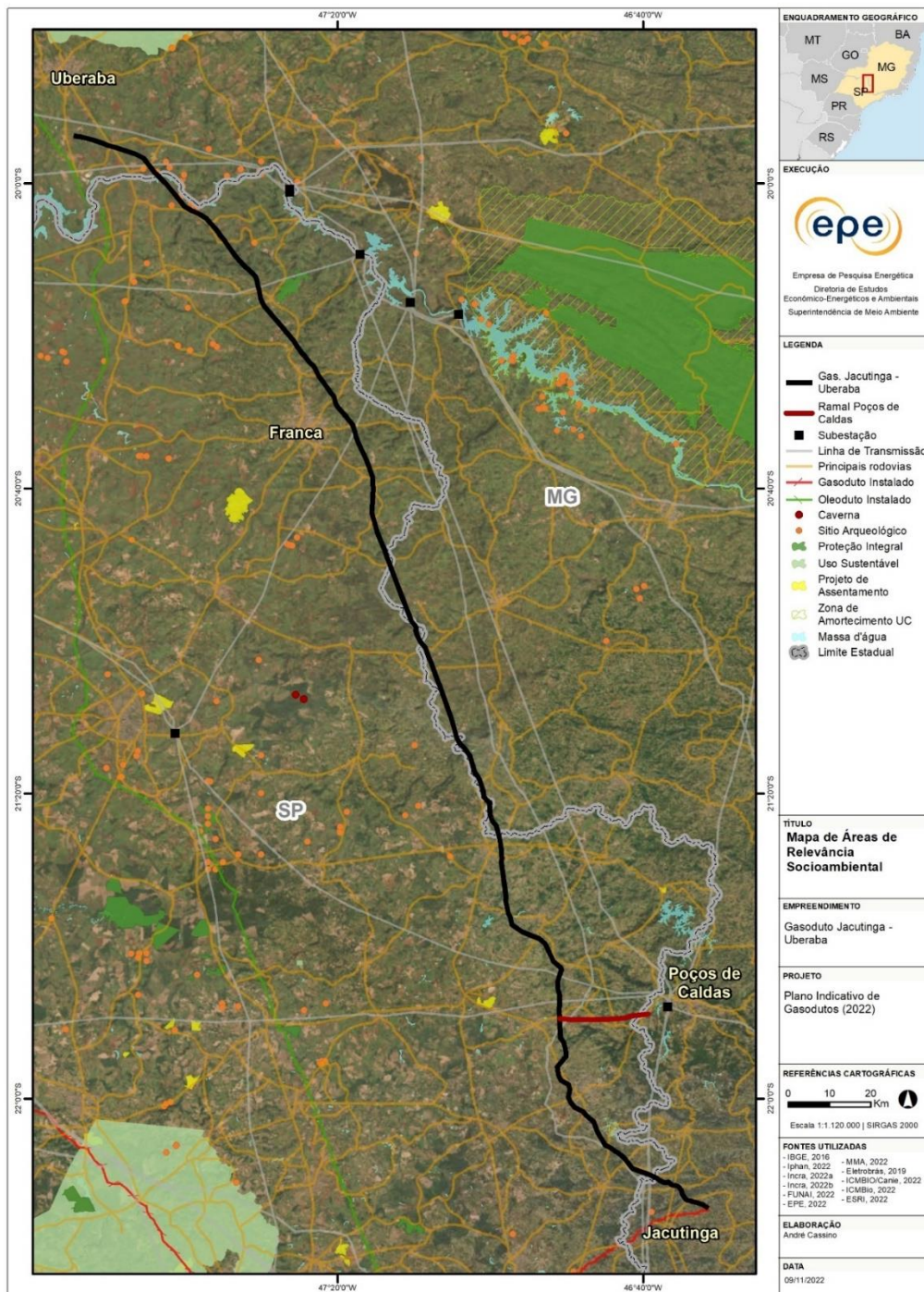
O gasoduto seria 100% construído em faixa nova e destaca-se a situação que o gasoduto ao longo de todo o seu traçado se encontra praticamente paralelo à divisa entre os estados de Minas Gerais e São Paulo, sendo que por vários momentos há o cruzamento entre as divisas. O gasoduto também proporcionaria uma expansão da malha integrada para o interior do Brasil a partir do gasoduto existente em operação GASPAJ, que por vezes opera abaixo da sua capacidade de transporte máxima.

### 3.2.2. Análise socioambiental e dificuldades construtivas

A região de implantação do projeto (**Figura 8**) é bem servida de vias, abrangendo rodovias federais (BR-050, BR-146, BR-265, BR-267, BR-369 e BR-459), rodovias estaduais (SP-207, SP-253, SP-334, SP-340, SP-146, SP-342, SP-344, SP-350, MG-449 e MG-857) e diversas estradas vicinais. Em São João da Boa Vista/SP, a diretriz do gasoduto cruza com a Ferrovia Bandeirantes. Portanto, é importante avaliar junto às concessionárias e proprietárias dessas infraestruturas lineares (estradas, linhas e rodovias) os condicionantes específicos para esses cruzamentos.

Os principais motivadores para a definição dos traçados foram a minimização de interferências em áreas de silvicultura, mineração e agricultura mecanizada e o desvio de áreas urbanas e de regiões com relevo acidentado.

O traçado referencial cruza com 11 linhas de transmissão de rede básica ( $\geq 230$  kV) em operação e com as diretrizes de duas linhas planejadas, devendo-se avaliar a necessidade de proteção catódica do duto, de forma a mitigar o risco de corrosão provocada pela indução eletromagnética.



**Figura 8. Mapa de relevância socioambiental na região da alternativa Jacutinga – Uberaba**  
Fonte: Elaboração própria EPE.

O traçado do gasoduto localiza-se ao longo da divisa entre os estados de São Paulo e Minas Gerais, na região do nordeste paulista e do sul e sudoeste mineiro. A partir do município de Jacutinga/MG, o traçado parte sentido norte, passando próximo à cidade de São João da Boa Vista/SP, em uma área de relevo acidentado. Até a metade da diretriz, o uso do solo é predominantemente agrícola, com concentrações de pivôs centrais, propriedades produtoras de café e zonas de agricultura intensiva. Observa-se também algumas áreas urbanas de porte médio e fragmentos de vegetação nativa. Cerca de 80% da linha tronco atravessa áreas rurais e o restante passa em áreas em urbanização.

A metade final do traçado também apresenta caráter agrícola, entretanto, as culturas predominantes são de cana-de-açúcar e de laranja, embora possam ser encontradas plantações de café, soja, milho e feijão, entre outras culturas. Há também grandes extensões de silvicultura, pastagens, alguns fragmentos de vegetação nativa e áreas urbanas de maior porte, como a da sede municipal de Franca. Pouco antes do seu final, em Uberaba/MG, a diretriz atravessa o Rio Grande, que marca a divisa entre os estados de São Paulo e Minas Gerais.

O traçado do ramal atravessa regiões com declividade acentuada, com predomínio de atividades relacionadas à agropecuária, representadas por culturas perenes, alguns pivôs centrais e pastagens. Observa-se ainda, que nas proximidades de Poços de Caldas/MG, há consideráveis fragmentos de vegetação nativa.

O traçado do tronco principal atravessa predominantemente relevos de colinas, morros e serras baixas, além de outras unidades de menor escala de ocorrência (CPRM, 2010a; 2010b). Há pequenos trechos sobre domínios montanhosos e escarpas serranas, sobretudo no município de Albertina (MG), em que o traçado do gasoduto deve ser estudado de forma criteriosa em fases posteriores. Observa-se a presença de planícies fluviolacustres ao longo do traçado, embora sejam de reduzida extensão.

Há uma travessia subaquática relevante no reservatório da Usina Hidrelétrica Igarapava, nos limites dos municípios de Conquista (SP) e Igarapava (MG). A travessia do Rio Grande é bastante significativa, pois esse rio divide geograficamente os estados de Minas Gerais e de São Paulo e possui quase 2 km de largura. Entre as demais travessias, destacam-se: o Córrego das Areias e os rios Jaguari-Mirim, Pardo, Canoas, Ponte Alta e Grande.

O traçado do ramal atravessa predominantemente relevos acidentados associados a domínios montanhosos e morros e serras baixas, além de outras unidades de menor escala de ocorrência (CPRM, 2010a; 2010b). Do ponto de vista topográfico, essa configuração, caracterizada por grandes amplitudes e altas taxas de declividade, sugere complexidade para a fase construtiva do ramal. Em relação a massas d'água, o traçado do ramal não atravessa reservatórios e não há travessias expressivas sobre cursos d'água.

Os traçados do tronco principal e do ramal interferem em 38 polígonos de processos minerários, nas fases de concessão de lavra (4), requerimento ou direito de requerer lavra (10), autorização de pesquisa (12), requerimento de pesquisa (6), requerimento de licenciamento (4) e licenciamento (2), tendo como principais substâncias a areia (11), o minério de alumínio (6), o diamante (4), o granito (4) e a bauxita (4).

De acordo com a base de dados consultada, a diretriz não interfere em unidades de conservação, projetos de assentamento rural, terras indígenas ou quilombolas.

De acordo com as cartas geológicas estaduais, quase a totalidade do traçado atravessa áreas de rochas ígneas e metamórficas da Unidade Varginha-Guaxupé e da Formação Serra Geral. Existem,

também, alguns trechos, menos extensos, que atravessam as rochas sedimentares da Formação Aquidauana e da Formação Itaqueri, compostas por conglomerados, arenitos e folhelhos. Como não foram realizados trabalhos de campo e nem sondagens no terreno, recomenda-se que as empresas interessadas nessa alternativa realizem estudos mais detalhados para a caracterização geológico-geotécnica.

### 3.2.3. Dimensionamento Termofluido-hidráulico

O gasoduto foi projetado visando o abastecimento de gás a municípios selecionados a partir de seus valores de Produto Interno Bruto (PIB), tendo sido considerados pontos de entrega naqueles que apresentaram valores relevantes para este índice ao longo da diretriz do gasoduto Jacutinga/MG – Uberaba/MG. Assim, os pontos de entrega com suas respectivas vazões foram definidos: Poços de Caldas/MG (0,5 milhão de m<sup>3</sup>/dia, abastecido através de um ramal), Franca/SP (0,5 milhão de m<sup>3</sup>/dia) e Uberaba/MG (4,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia). 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 ao se conectar com o gasoduto Brasil Central em Uberaba/MG.

Uma vez dimensionada a vazão de 6 milhões de m<sup>3</sup>/dia para atendimento de todas as demandas propostas para o gasoduto Jacutinga/MG-Uberaba/MG, foram realizadas simulações termofluido-hidráulicas considerando que toda oferta de gás para este duto viria do GASPAJ. Para conseguir receber esse montante de gás pelo GASPAJ, as simulações mostraram a necessidade da instalação de uma ECOMP, ainda no GASPAJ, no município de Moji-Mirim/SP. Ainda, uma vez que se obtenha 6 milhões de m<sup>3</sup>/dia em Jacutinga/MG, seria necessário também uma segunda ECOMP no começo do gasoduto proposto para pressurizar essa oferta no ponto inicial do gasoduto Jacutinga/MG – Uberaba/MG. A instalação dos compressores permitiria a manutenção dos níveis de pressão ao longo do gasoduto projetado, resultando em uma maior de vazão no ponto de entrega em Uberaba/MG, ponto a partir do qual um outro gasoduto poderia ser instalado e continuar o processo de interiorização do gás.

Para a configuração descrita anteriormente, através de simulações termofluido-hidráulicas, foi dimensionado que a linha tronco do gasoduto teria 18 polegadas<sup>4</sup>, partindo da interconexão em Jacutinga/MG até Uberaba/MG. O ramal para abastecimento do município de Poços de Caldas/MG seria construído no quilômetro 66 da linha tronco, em Vargem Grande do Sul/SP, e teria diâmetro de 12 polegadas, com o ponto de entrega Poços de Caldas ao final do seu traçado.

Note-se que o diâmetro considerado para a linha tronco é superior ao do GASPAJ (14 polegadas), duto que abastece o projeto estudado. Esta limitação foi determinante para a necessidade das ECOMPs mencionadas anteriormente. Uma alternativa às ECOMPs poderia ser uma eventual ampliação do GASPAJ com *loops*, embora houvesse ainda possivelmente a necessidade de ao menos uma nova ECOMP ao longo do traçado do gasoduto proposto até a chegada do gás em Uberaba/MG. Para este projeto, optou-se pela solução com as duas ECOMPs, em Mogi-Mirim/SP (no GASPAJ) e em Jacutinga/MG (na interconexão entre o GASPAJ e o gasoduto Jacutinga/MG-Uberaba/MG).

---

<sup>4</sup> A escolha do diâmetro de 18 polegadas se deve ao diâmetro calculado em EPE (2019) para o Gasoduto Brasil Central, uma vez que o gasoduto Jacutinga/MG – Uberaba/MG pode se conectar, no município de Uberaba a este gasoduto, caso venha a ser construído.

### 3.2.4. Estimativas de custos

A **Tabela 5** detalha os custos levantados para cada rubrica destacada. Do ponto de vista construtivo, nota-se a dificuldade prevista na Construção e Montagem do duto em decorrência da complexidade construtiva resultante de uma grande probabilidade de se encontrar, durante a fase de escavação, rochas duras (ígneas e metamórficas) e devido à elevada incidência de relevos acidentados ao longo do traçado. A parte de tubulações também apresenta um valor significativo. Essa rubrica está diretamente atrelada ao dólar e às variações dos custos das *commodities* conforme detalhado na Seção 5. Observa-se, por fim, os custos associados às instalações complementares, que neste projeto contou com 2 ECOMPs, 3 Pontos de Entrega, além de estações de medições no começo e no fim do duto.

**Tabela 5. Custos associados ao projeto do gasoduto Jacutinga/ES – Uberaba/MG**

| Descrição   | R\$ milhões  | %          |
|---|--------------|------------|
| <b>Custos Diretos</b>   |              |            |
| Tubulação   | 1.005        | 16,7       |
| Componentes   | 43           | 0,7        |
| Construção e Montagem   | 2.648        | 43,9       |
| Instalações complementares  | 407          | 6,7        |
| Sistemas de Supervisão e Controle, Comunicação e Detecção de Vazamentos | 21           | 0,3        |
| Terrenos  | 305          | 5,1        |
| <b>Custos Indiretos</b>   |              |            |
| Projeto de Engenharia, Compensação e Licenciamento Ambiental            | 18           | 0,3        |
| BDI – Benefícios e Despesas Indiretas                                   | 906          | 15,0       |
| Contingências   | 680          | 11,3       |
| <b>INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/22)</b>                            | <b>6.032</b> | <b>100</b> |

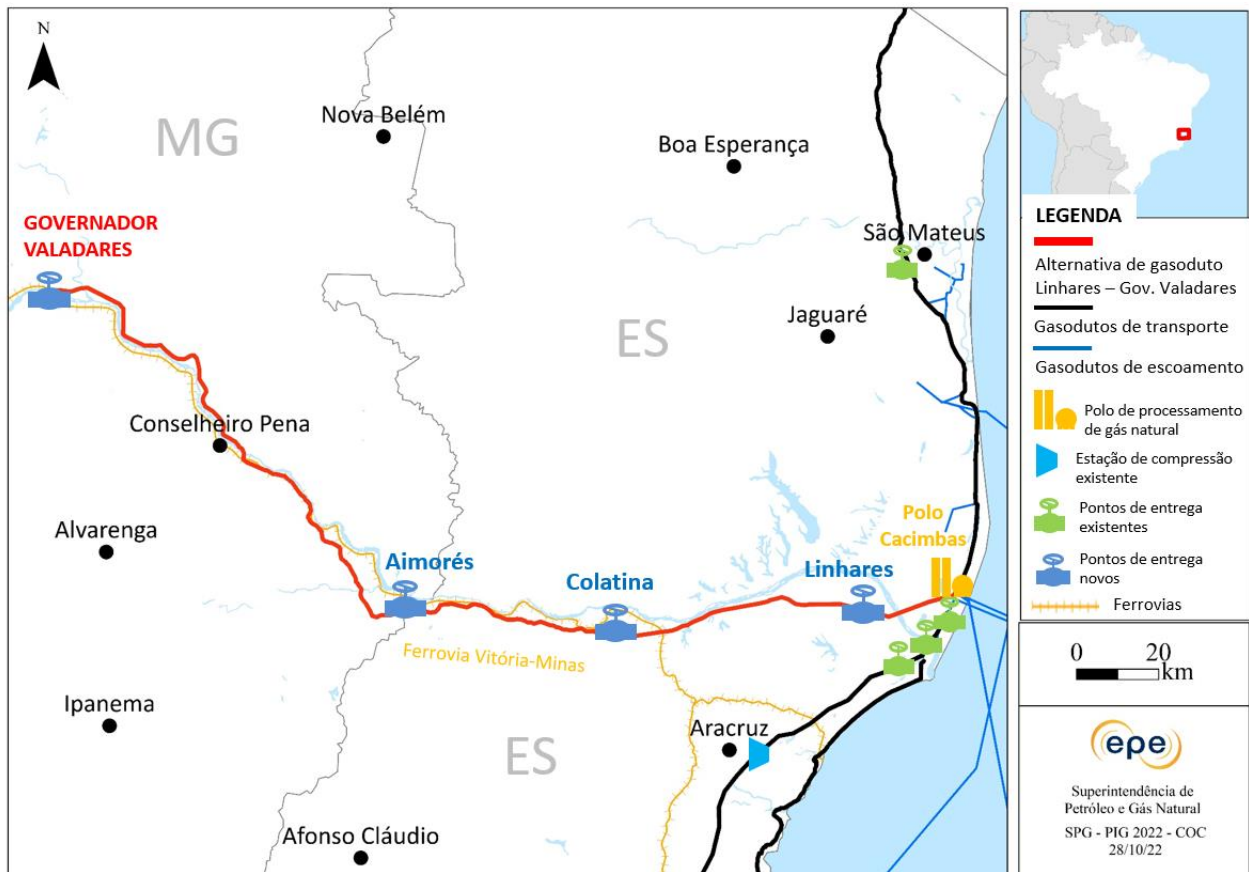
Fonte: Elaboração própria EPE.

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

Cabe ressaltar que este duto permitiria a expansão da malha rumo ao Centro-Oeste (uma vez conectado ao gasoduto Brasil Central) partindo de uma oferta de gás mais próximo ao *hub* de Paulínia/SP, com a facilidade de contar com ofertas da malha da NTS (principalmente o gás do pré-sal) e o gás boliviano que chega nesse ponto. Ademais, seria uma oportunidade de otimizar a utilização de um gasoduto já construído, o GASPAJ, ao mesmo tempo que levaria gás a pontos ainda não atendidos pela malha integrada no interior dos estados de Minas Gerais e São Paulo.

### 3.3. Gasoduto Linhares/ES – Governador Valadares/MG

Essa alternativa teria como início o Polo de Processamento Cacimbas, em Linhares/ES e movimentaria gás natural até Governador Valadares/MG, seguindo, aproximadamente, o curso do rio Doce no limite entre os estados de Minas Gerais e do Espírito Santo (**Figura 9**). Ao longo do caminho atenderia demandas industriais e residenciais nos municípios de Linhares/ES, Colatina/ES e Aimorés/ES, municípios nos quais haveria pontos de entrega, além de possíveis novas demandas termelétricas no seu percurso.



**Figura 9. Mapa de localização do gasoduto Linhares/ES-Governador Valadares/MG**

Fonte: Elaboração própria EPE.

A origem da oferta deste duto poderia ser, além das habituais rotas de escoamento que já chegam na UPGN de Cacimbas, novas rotas propostas nos ciclos anteriores do Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural (PIPE) elaborado pela EPE. Este gasoduto busca atender eventuais demandas termelétricas e/ou não termelétricas ao longo do traçado bem como possibilitar que usinas termelétricas relacionadas à Lei nº 14.182 /2021 possam se estabelecer na região da Sudene, conforme definido no Decreto nº 11.042/2022 (750 MW na área da Sudene no estado de Minas Gerais). Além disso, o gasoduto poderia ser mais um duto precursor de novas expansões para o interior a partir dele.

Destaca-se nesta alternativa a possibilidade de levar gasodutos até importantes cidades do interior do Espírito Santo e Minas Gerais, como Colatina (abastecida hoje por gás natural comprimido

– GNC) e Governador Valadares, respectivamente. Cabe salientar que o duto pode catalisar o crescimento industrial das regiões marginais ao duto, fornecendo combustível de baixos níveis de emissão frente a outros combustíveis substitutos.

### 3.3.1. Resumo do traçado

A diretriz definida para o gasoduto possui 280 km e atravessa três municípios do estado do Espírito Santo (Linhares, Colatina e Baixo Guandu) e seis do estado de Minas Gerais (Aimorés, Conselheiro Pena, Galiléia, Itueta, Resplendor e Governador Valadares), partindo da Unidade de Tratamento de Gás (UTG) de Cacimbas, em Linhares/ES, seguindo até um local referencial estabelecido para um ponto de entrega, em Governador Valadares/MG, a nordeste de seu núcleo urbano.

O duto se resume sendo mais uma proposta que busca a interiorização do gás natural presente na costa brasileira, onde seria construído inteiramente em faixa nova e margeando o rio Doce e a Estrada de Ferro Vitória a Minas (EFVM) até o seu destino, em Governador Valadares, no leste de Minas Gerais.

### 3.3.2. Análise socioambiental e dificuldades construtivas

O traçado referencial do gasoduto foi estabelecido buscando evitar interferência direta em terra indígena, unidades de conservação e assentamentos rurais presentes na região (**Figura 10**). Buscou-se também a proximidade de rodovias e a otimização do traçado em áreas de relevo movimentado. Portanto, o duto é previsto em faixa de domínio nova com acesso existente e de fácil apoio logístico.

A região de implantação do empreendimento é bem servida de rodovias, tais como a BR-259, BR-381, ES-248, ES-446, dentre outras, o que favorece a logística para a chegada de equipamentos na fase de obras. Em grande parte de sua extensão, a diretriz referencial acompanha a Estrada de Ferro Vitória a Minas, cruzando-a em dois pontos, nos municípios de Colatina/ES e Conselheiro Pena/MG.

O traçado estabelecido passa no entorno de alguns núcleos urbanos, tais como Colatina e Baixo Guandu, no Espírito Santo, e Resplendor, Conselheiro Pena e Galiléia, em Minas Gerais. Portanto, para o estabelecimento do traçado definitivo do duto, deve-se evitar interferência direta em benfeitorias.

No estado do Espírito Santo, seguindo no sentido oeste, o traçado se inicia na região litorânea, próximo à foz do rio Doce, com presença de fragmentos florestais, áreas úmidas e algumas zonas de cultura irrigada. A partir do município de Colatina/ES, há predomínio de pastagens, poucas propriedades agrícolas, além da presença de esparsos fragmentos de vegetação nativa, principalmente nos topos de morros. Ao adentrar o território do estado de Minas Gerais, o padrão de ocupação é muito semelhante ao do estado capixaba. Porém, o relevo é caracterizado por declividades mais acentuadas e nota-se a presença de núcleos urbanos e algumas áreas de cultura irrigada, onde há menor quantidade de fragmentos de vegetação. É importante destacar que o traçado se encontra próximo ao rio Doce em toda sua extensão.



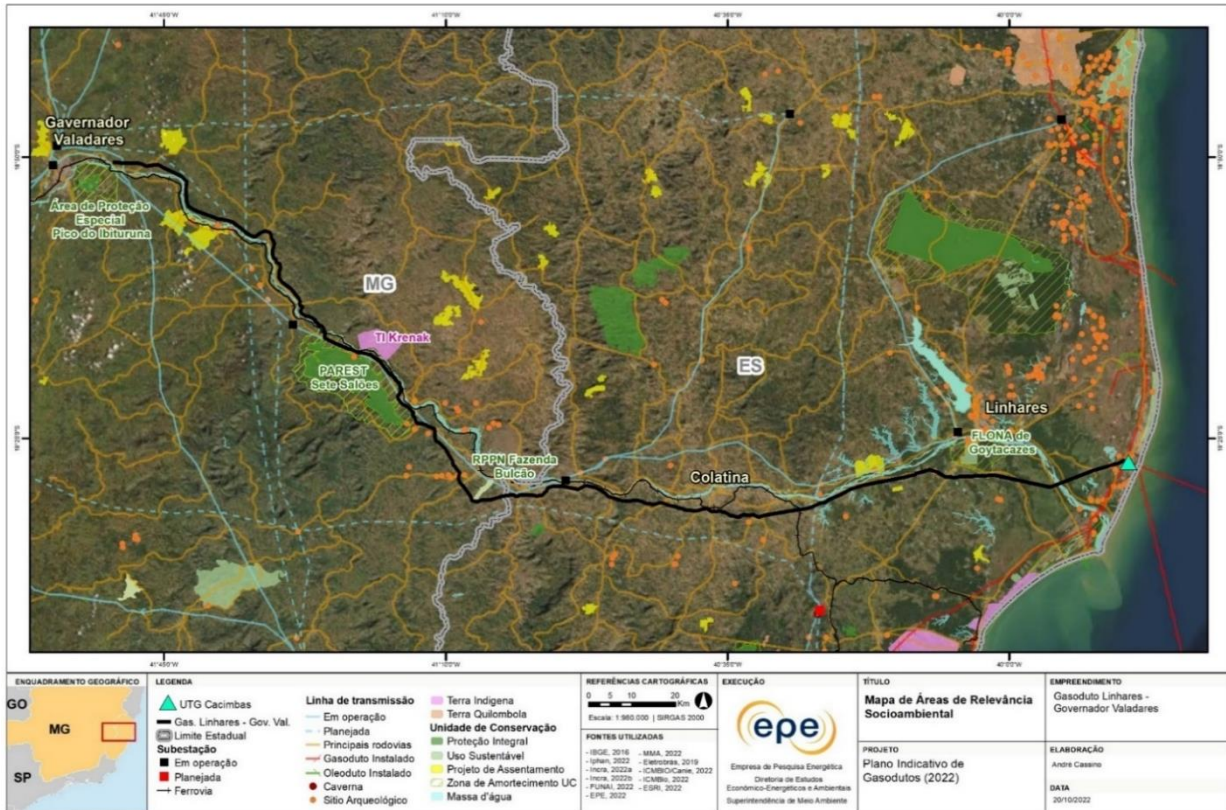


Figura 10. Mapa de relevância socioambiental da alternativa Linhares/ES – Governador Valadares/MG

Fonte: Elaboração própria EPE.

O traçado elaborado atravessa predominantemente relevos de morros e serras baixas, planícies fluvioacustres, colinas e domínios montanhosos, além de planaltos e baixos platôs, tabuleiros e terraços fluviais, em menor escala de ocorrência (CPRM, 2010a; 2010b). Cerca de 60% do relevo pode ser caracterizado como suave, sendo dominado por “mares de morros” e colinas, 25% plano e o restante do relevo seria mais ondulado.

Do ponto de vista topográfico, os domínios montanhosos caracterizam-se por apresentar grandes amplitudes e altas taxas de declividade, sugerindo complexidade para a fase construtiva dos gasodutos. Alcançam aproximadamente 13% do traçado e são mais evidentes nos municípios de Colatina/ES, Baixo Guandu/ES, Aimorés/MG, Resplendor/MG e Galiléia/MG, segundo a base de dados consultada. Importante ressaltar que a unidade de Morros e Serras Baixas, bastante expressiva ao longo do traçado, pode representar também maiores complexidades para a implantação do gasoduto.

Já as planícies mencionadas, 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. Essas unidades são expressivas no município de Linhares/ES e representam aproximadamente 22% do traçado.

Há duas travessias relevantes ao longo do traçado proposto, ambas cruzando o rio Doce, nos municípios de Linhares/ES e Conselheiro Pena/MG. Entre as travessias destacam-se por suas largas extensas os rios: Doce, Guandu, Manhuaçu e o Itambacuri, nos quais sugere-se verificar junto aos órgãos ambientais competentes a necessidade de realização de furos direcionais. Esse método de construção, possivelmente, também poderá ser utilizado nos seguintes cruzamentos: BR-101, BR-259, BR-446, BR-474, ES-80 e na Estrada de Ferro Vitória a Minas.

O traçado interfere em 142 processos minerários em fase de concessão de lavra (5), lavra garimpeira (1), requerimento ou direito de requerer lavra (16), autorização de pesquisa (93), requerimento de pesquisa (7), licenciamento (4), disponibilidade (16), tendo como principais substâncias a exploração de granito (63), areia (27) e argila (11).

Próximo ao início do gasoduto, em Linhares/ES, o traçado cruza pequeno trecho da zona de amortecimento da Floresta Nacional de Goytacazes, unidade de conservação (UC) de uso sustentável criada em 2002. A Portaria MMA nº 42, de 18 de setembro de 2015, define as normas a serem observadas no interior da zona de amortecimento. Já no município de Resplendor/MG, o traçado referencial atravessa segmento da zona de amortecimento do Parque Estadual Sete Salões, unidade de conservação de proteção integral criada em 1998. O plano de manejo da UC, disponível no sítio eletrônico do Instituto Estadual de Florestas (IEF/MG)<sup>5</sup>, estabelece as normas específicas a serem observadas na zona de amortecimento. Portanto, caso o traçado definitivo do gasoduto interfira nessas áreas, os requisitos específicos definidos nos instrumentos acima mencionados devem ser considerados nas fases de projeto e construção do empreendimento.

Ainda em Resplendor/MG, a diretriz passa a um quilômetro da terra indígena Krenak, fato que deverá demandar a elaboração de Estudo do Componente Indígena na fase de licenciamento ambiental, conforme requisitos definidos na Portaria Interministerial nº 60, de 24 de março de 2015.

Entre os aspectos geológicos, merece atenção a possível presença em trechos de relevo mais acidentado, de rochas metamórficas do Complexo Paraíba do Sul como xistos, quartzitos, mármores, entre outras litologias cujas caracterizações mineralógicas dependem da realização de sondagens geotécnicas, de trabalhos de campo e de análises de laboratório, os quais são necessários para a definição das premissas de construção e montagem.

### 3.3.3. Dimensionamento Termofluido-hidráulico

Do ponto de vista da oferta, foi considerada uma possibilidade de escoamento de aproximadamente 7 milhões de m<sup>3</sup>/dia advindos da UPGN de Cacimbas/ES, seguindo em direção ao leste de Minas Gerais. Como a maior parte da demanda pensada para este duto se encontraria na área da Sudene em Minas Gerais, conforme a Lei nº 14.182/2021 e o Decreto nº 11.042/2022, o gasoduto foi dimensionado de modo a permitir uma maior entrega de gás em seu trecho final. Soma-se a isso o fato de o município de Linhares/ES, no trecho inicial deste gasoduto, já ser atendido por gasodutos existentes e pontos de entrega.

Destaca-se, adicionalmente, que o maior volume de gás possível de ser entregue no trecho final do gasoduto também permite que, em etapa posterior, o gasoduto Linhares/ES – Governador Valadares/MG possa ser utilizado como precursor de novos gasodutos no estado de Minas Gerais, visando uma expansão da interiorização do gás natural a partir deste duto.

Foram então distribuídos, ao longo do traçado do duto, pontos de entrega em municípios onde foram observados valores relevantes de PIB. Assim, os pontos de entrega com suas respectivas vazões foram definidos: Linhares/ES (0,5 milhão de m<sup>3</sup>/dia), Colatina/ES (1,0 milhão de m<sup>3</sup>/dia), Aimorés/MG (0,5 milhão de m<sup>3</sup>/dia) e Governador Valadares/MG (5 milhões de m<sup>3</sup>/dia). Destaca-se que, embora o município de Linhares/ES apresente um dos maiores valores de PIB observados ao longo do traçado analisado, o ponto de entrega definido para este município foi de apenas 0,5 milhão

<sup>5</sup> <http://www.ief.mg.gov.br/unidades-de-conservacao/214>

de m<sup>3</sup>/dia. Isto decorre do fato que o município já possui um ponto de entrega existente. Assim, optou-se por um novo ponto de entrega no mesmo município visando abastecer um trecho da malha de distribuição existente em Linhares/ES que é, até o presente momento, atendida por GNC.

Através de simulações termofluido-hidráulicas foi dimensionado um gasoduto com 20 polegadas sem necessidade de estações de compressão. Vale destacar que o *ramp-up* natural que acontece no gasoduto, após a sua construção, pode adiar a construção de alguns dos pontos de entrega mencionados ou mesmo resultar nas suas construções em módulos. No entanto, para fins de orçamentação, considerou o projeto completo final dimensionado para 7 milhões de m<sup>3</sup>/dia.

### 3.3.4. Estimativas de Custos

A **Tabela 6** detalha os custos levantados para cada rubrica destacada. Do ponto de vista construtivo, destaca-se a dificuldade prevista na Construção e Montagem do duto em decorrência principalmente de sua extensão.

**Tabela 6. Custos associados ao projeto do gasoduto Linhares/ES – Governador Valadares/MG**

| Descrição   | R\$ milhões  | %          |
|---|--------------|------------|
| <b>Custos Diretos</b>   |              |            |
| Tubulação   | 980          | 22,9       |
| Componentes   | 42           | 1,0        |
| Construção e Montagem   | 1.951        | 45,7       |
| Instalações complementares  | 107          | 2,5        |
| Sistemas de Supervisão e Controle, Comunicação e Detecção de Vazamentos | 18           | 0,4        |
| Terrenos  | 83           | 1,9        |
| <b>Custos Indiretos</b>   |              |            |
| Projeto de Engenharia, Compensação e Licenciamento Ambiental            | 15           | 0,3        |
| BDI – Benefícios e Despesas Indiretas                                   | 638          | 15,0       |
| Contingências   | 435          | 10,2       |
| <b>INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/22)</b>                            | <b>4.269</b> | <b>100</b> |

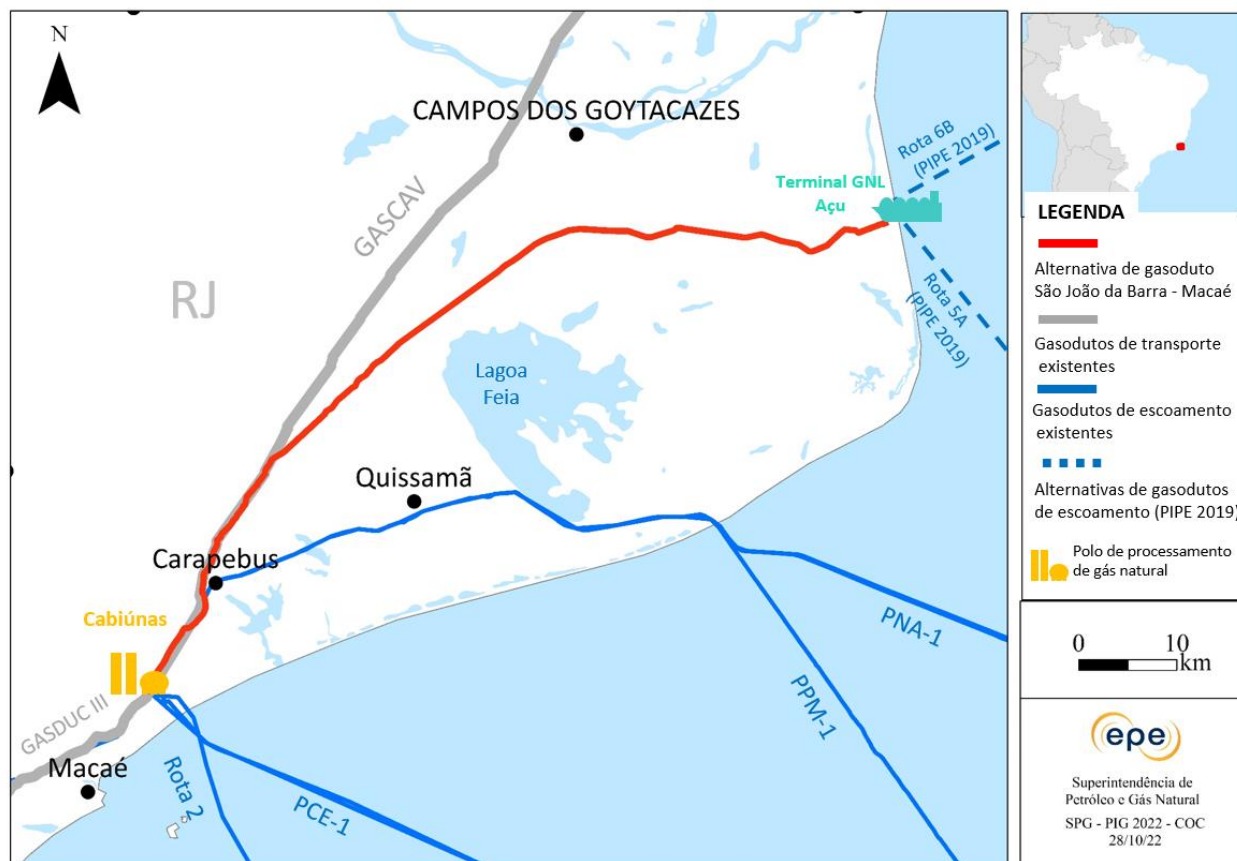
Fonte: Elaboração própria EPE.

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

A parte de tubulações também apresenta um valor significativo. Essa rubrica está diretamente atrelada ao dólar e às variações dos custos das *commodities* conforme detalhado na Seção 5. Em relação aos terrenos, destaca-se a majoritária presença de áreas rurais com Classe de Locação 1 e, por consequência, essa rubrica não onera significativamente o CAPEX do gasoduto. Cabe ressaltar que este gasoduto além de ser uma alternativa ao atendimento de usinas termelétricas que podem vir a ser construídas de acordo com a Lei nº 14.182/2021 e o Decreto nº 11.042/2022, busca cumprir o papel de interiorização do gás natural e desenvolver regiões não abastecidas pelo combustível, atraindo indústrias interessadas em utilizar um energético com menores níveis de emissão. O gasoduto também poderia aumentar a demanda por gás natural ao longo do sistema GASENE, que hoje tem baixos níveis de retirada e tem funcionado como um ponto de estocagem de gás dentro da malha de dutos.

### 3.4. Gasoduto São João da Barra/RJ – Macaé/RJ

O gasoduto São João da Barra/RJ – Macaé/RJ é uma alternativa que conecta o complexo portuário do Açú até o Terminal Cabiúnas (TECAB) da Petrobras (Figura 11). Esta alternativa é baseada no projeto do GASINF desenvolvido pela GNA, que conectaria o seu terminal de regaseificação de GNL no Porto do Açú (e uma eventual UPGN que possa vir a ser construída no porto motivada pela chegada de rotas de escoamento em São João da Barra/RJ) à malha integrada de gasodutos, através da conexão em Cabiúnas, na cidade de Macaé/RJ.



**Figura 11. Mapa de localização do gasoduto São João da Barra/RJ – Macaé/RJ**

Fonte: Elaboração própria EPE.

A proposta se insere na prerrogativa do PIG de conectar uma fonte de gás natural à malha integrada, proporcionando a conexão de uma oferta de gás internacional (e nacional, caso se tenha rotas de escoamento chegando ao complexo portuário do Açú) a consumidores termelétricos (vinculados ou não à Lei nº 14.182/2021) e não termelétricos. Dentro do contexto do Novo Mercado de Gás, seria mais uma alternativa de carregador de gás natural para a malha integrada.

Cabe destacar que essa é mais uma alternativa para conexão dessa oferta à malha integrada, já que no PIG 2019 foi tratada a proposta do gasoduto Porto do Açú – GASCAV, baseado no projeto do GASOG, também da GNA. Porém, este duto, com 45,5 km de extensão e 18 polegadas de diâmetro, apesar de partir da mesma origem, sugere a conexão diretamente no GASCAV, no município de Campos dos Goytacazes/RJ conforme descrito no PIG 2019 (EPE, 2019).

### 3.4.1. Resumo do traçado

A faixa de domínio do gasoduto São João da Barra/RJ – Macaé/RJ tem 101 km de extensão, 20 m de largura e atravessa 5 municípios no estado do Rio de Janeiro, sendo eles: São João da Barra, Campos dos Goytacazes, Quissamã, Carapebus e Macaé.

O gasoduto compartilha faixa de servidão em dois trechos com diferentes gasodutos. Logo na sua origem, no Porto do Açú, em São João da Barra/RJ, o duto compartilharia faixa com um projeto de gasoduto da GNA, o GASOG (no PIG 2019, chamado gasoduto Porto do Açú – GASCAV), ainda não construído, por cerca de 33 km. Em seguida, o duto partiria por um trecho de faixa nova de aproximadamente 40 km, onde se encontraria com a faixa de servidão do gasoduto existente em operação GASCAV, no município de Quissamã/RJ. A partir daí, o gasoduto São João da Barra/RJ-Macaé/RJ segue os demais 28 km compartilhando faixa com o GASCAV até o complexo do TECAB, em Macaé/RJ, exceto por um trecho de 6 km próximo à cidade de Carapebus/RJ, onde optou-se por um desvio de uma área povoada, afastando-se alguns metros da faixa existente, conforme o EIA-RIMA do gasoduto GASINF<sup>6</sup> (INEA-RJ, 2020).

### 3.4.2. Análise socioambiental e dificuldades construtivas

Nos primeiros 30 km a partir do Porto do Açú o traçado (**Figura 12**) segue paralelo à linha de transmissão 345 kV UTE GNA I - Campos, C1 e C2 (CD) e da linha planejada 500 kV GNA II - Campos 2, C1. Deve-se atentar para questões relacionadas à proteção catódica do duto, de forma a mitigar eventual corrosão provocada pela indução eletromagnética.

A diretriz atravessa áreas com bom apoio viário, com presença da rodovia federal BR-101, rodovias estaduais (RJ-240, RJ-196, RJ-216, RJ-236, RJ-208, RJ-180, RJ-178, RJ-182 e RJ-106), além de vias secundárias. Nos municípios de Campos dos Goytacazes/RJ e Quissamã/RJ, a diretriz cruza com a Ferrovia Centro-Atlântica em alguns pontos.

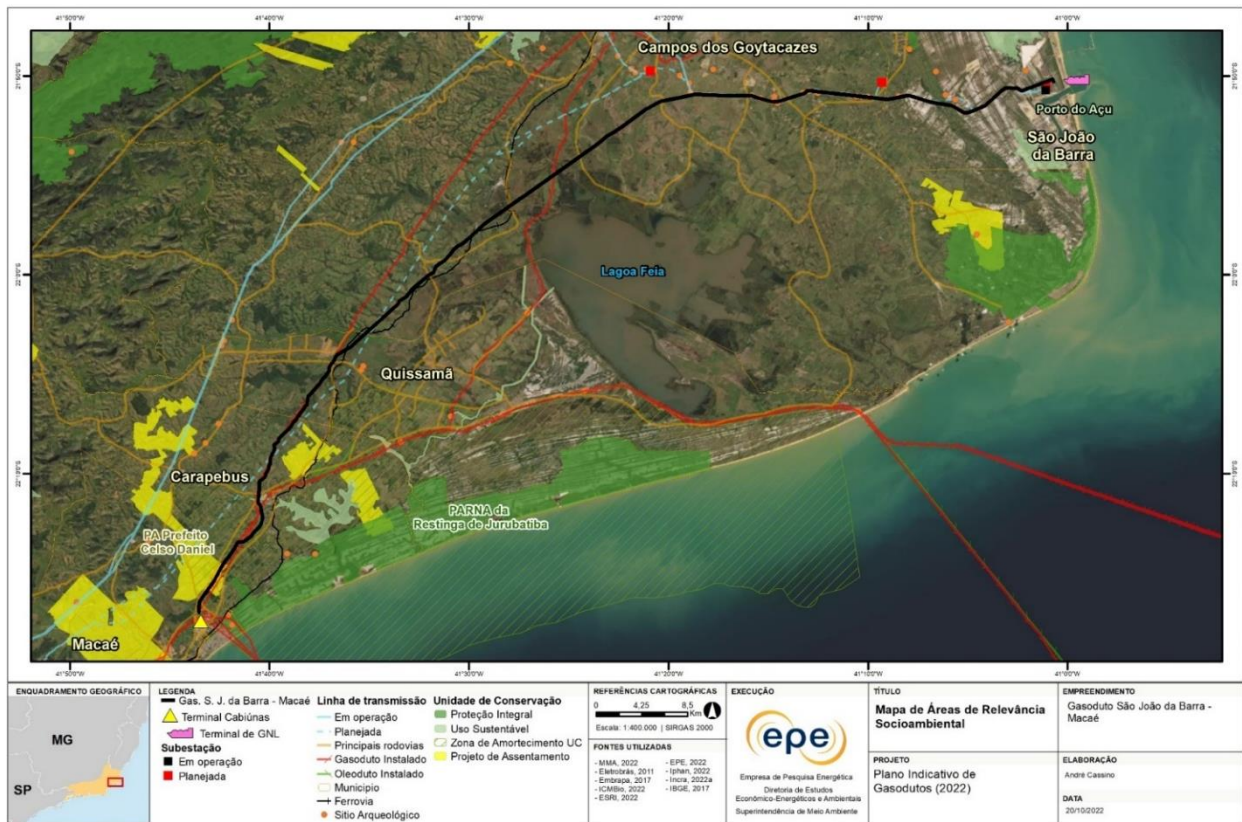
Há ainda possibilidade de interferência com projetos planejados na região, como a rodovia RJ-244, a ferrovia EF-118 (Vitória-Rio), o Gasoduto Goytacazes (GASOG), que interligará o Terminal de Regaseificação do Açú ao Gasoduto Cabiúnas – Vitória, em Campos dos Goytacazes/RJ, e o Projeto SPOT, que consiste em dois oleodutos ligando a Unidade Tratamento de Petróleo (UTP) no Porto do Açú até a Estação de Barra do Furado, da Petrobras, no município de Quissamã. Nos 28 quilômetros finais, o traçado ainda compartilha faixa com gasodutos instalados, tal como o GASCAV.

O contexto de uso do solo é caracterizado pela presença de cordões arenosos associados a algumas áreas de vegetação de restinga em seu trecho inicial, por aproximadamente 15 quilômetros em sentido leste. Ainda em sentido leste, por aproximadamente 20 quilômetros até o Rio Ururaí, o traçado passa ao sul da área urbana de Campos dos Goytacazes/RJ, onde há um vetor de crescimento conectando distritos, e extensas áreas de cultivo de cana-de-açúcar. Nas proximidades da Lagoa Feia a diretriz atravessa extensões significativas de áreas úmidas. Após a Lagoa Feia até o Terminal

---

<sup>6</sup> Foi utilizado o EIA-RIMA do gasoduto GASINF por este conter uma série de estudos de campo detalhados sobre o gasoduto proposto nesta seção. Como já dito anteriormente, a EPE não realiza estudos de campo para propor suas alternativas conceituais, portanto, faz uso de dados públicos, juntamente com reuniões com os agentes, para detalhar suas premissas de cada duto.

Cabiúnas, no município de Macaé/RJ, o traçado atravessa região com predominância de pastagens, com algumas áreas ocupadas por culturas agrícolas, intercaladas por fragmentos de Mata Atlântica.



**Figura 12. Mapa de relevância socioambiental na região da alternativa São João da Barra/RJ-Macaé/RJ**  
 Fonte: Elaboração própria EPE.

O traçado atravessa predominantemente relevos de planícies marinhas, fluvionares e lacustres, além de colinas e tabuleiros (CPRM, 2010b). Do ponto de vista topográfico, as formas de relevo mencionadas mostram-se favoráveis para a passagem do gasoduto, uma vez que representam menores amplitudes de relevo e baixas taxas de declividade, em princípio. Já as planícies mencionadas 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. De acordo com a base de dados consultada, essas unidades representam aproximadamente 66% do traçado.

O traçado interfere em 22 polígonos de processos minerários em fases de requerimento ou direito de requerer lavra (2), autorização de pesquisa (10), requerimento de pesquisa (2), licenciamento (2), requerimento de licenciamento (3), disponibilidade (3), envolvendo substâncias como areia (7), argila (7), Ilmenita (1), minério de ouro (1), saibro (1), sapropelito (1) e turfa (4).

Na chegada ao Terminal Cabiúnas, em Macaé/RJ, o traçado do gasoduto atravessa trecho de extenso projeto de assentamento rural (PA Prefeito Celso Daniel). Destaca-se que já existem outros dutos cruzando esse assentamento. Conforme base de dados consultada, a diretriz não interfere em terras indígenas ou quilombolas ao longo de todo traçado.

Em Carapebus/RJ e em Macaé/RJ, o traçado atravessa porção da zona de amortecimento do Parque Nacional Restinga de Jurubatiba, unidade de conservação criada em 1998, situada nos

municípios de Macaé/RJ, Carapebus/RJ e Quissamã/RJ, e que abriga diversas espécies de fauna e flora das restingas. Portanto, caso o projeto se viabilize, devem ser consideradas as restrições e condicionantes para construção do duto na zona de amortecimento dessa área protegida.

Em relação a massas d'água, o traçado não atravessa reservatórios e não há travessias expressivas sobre cursos d'água. Consta como evidente na região de estudo a Lagoa Feia, em que foi realizado o devido desvio. Estima-se que sejam necessários pelo menos 3 furos direcionais, sendo 2 deles em travessias (Rio Ururai e Rio Macabú) e 1 em cruzamento (RJ-180 em paralelo à linha férrea existente). 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. Observa-se, também, o canal Quitingute de menor largura que seria atravessado pelo gasoduto.

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 na região portuária e industrial do Açú e no complexo TECAB. 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 70% 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.

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 São João da Barra/RJ – Macaé/RJ, 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.

### 3.4.3. Dimensionamento Termofluido-hidráulico

A alternativa São João da Barra/RJ-Macaé/RJ seguiu os mesmos parâmetros dimensionados para o projeto do gasoduto GASINF da GNA. Assim, foi considerado um gasoduto de 22 polegadas, de 100 kgf/cm<sup>2</sup> de pressão de projeto e com vazão de 10 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Estima-se que haja a possibilidade de o gasoduto escoar uma vazão ainda superior caso se confirme a prospecção de uma UPGN localizada no Porto do Açú com a chegada de rotas de escoamento de gás natural *offshore* na região. Contudo, inicialmente, prevê-se que apenas o excedente da capacidade máxima de regaseificação do terminal de GNL da GNA<sup>7</sup> não utilizado em suas plantas termelétricas, possam vir a ser escoadas por este gasoduto. Também não são previstas nenhuma estação de compressão ou pontos de entrega ao longo do traçado do gasoduto.

Assim, ao realizar as simulações termofluido-hidráulicas do gasoduto nessas condições não foram encontradas nenhuma restrição no escoamento do gás. Quando simulado junto à malha de

<sup>7</sup> O terminal de regaseificação de GNL da GNA no Porto de Açú tem capacidade máxima de 28 milhões de m<sup>3</sup>/dia.

gasodutos integrada, esta oferta de gás concorre com as demais fontes na malha, em especial com o GNL na Baía de Guanabara, no Rio de Janeiro/RJ. Ressalta-se que o estado do Rio de Janeiro é um dos mais privilegiados em termos de opções de oferta de gás natural na malha integrada. O estado é suprido por gás de diferentes origens (nacional e internacional), sendo atualmente uma região majoritariamente exportadora de gás para outras regiões da malha.

#### 3.4.4. Estimativas de Custos

A **Tabela 7** detalha os custos associados ao projeto, agrupados em rubricas. O custo mais expressivo é o relativo à Construção e Montagem, principalmente devido à quantidade de áreas úmidas ao longo do traçado. A parte de tubulações também apresenta um valor significativo. Essa rubrica está diretamente atrelada ao dólar e às variações dos custos das *commodities* conforme detalhado na Seção 5. Já os custos de terreno apresentaram uma participação baixa nos custos totais, principalmente devido ao compartilhamento de faixa em alguns trechos do gasoduto.

**Tabela 7. Custos associados ao projeto do gasoduto São João da Barra/RJ – Macaé/RJ**

| Descrição   | R\$ milhões | %          |
|---|-------------|------------|
| <b>Custos Diretos</b>   |             |            |
| Tubulação   | 379         | 18,7       |
| Componentes   | 28          | 1,4        |
| Construção e Montagem   | 969         | 47,9       |
| Instalações complementares  | 26          | 1,3        |
| Sistemas de Supervisão e Controle, Comunicação e Detecção de Vazamentos | 7           | 0,4        |
| Terrenos  | 81          | 4,0        |
| <b>Custos Indiretos</b>   |             |            |
| Projeto de Engenharia, Compensação e Licenciamento Ambiental            | 7           | 0,3        |
| BDI – Benefícios e Despesas Indiretas                                   | 307         | 15,2       |
| Contingências   | 218         | 10,8       |
| <b>INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/22)</b>                            | <b>2021</b> | <b>100</b> |

Fonte: Elaboração própria EPE.

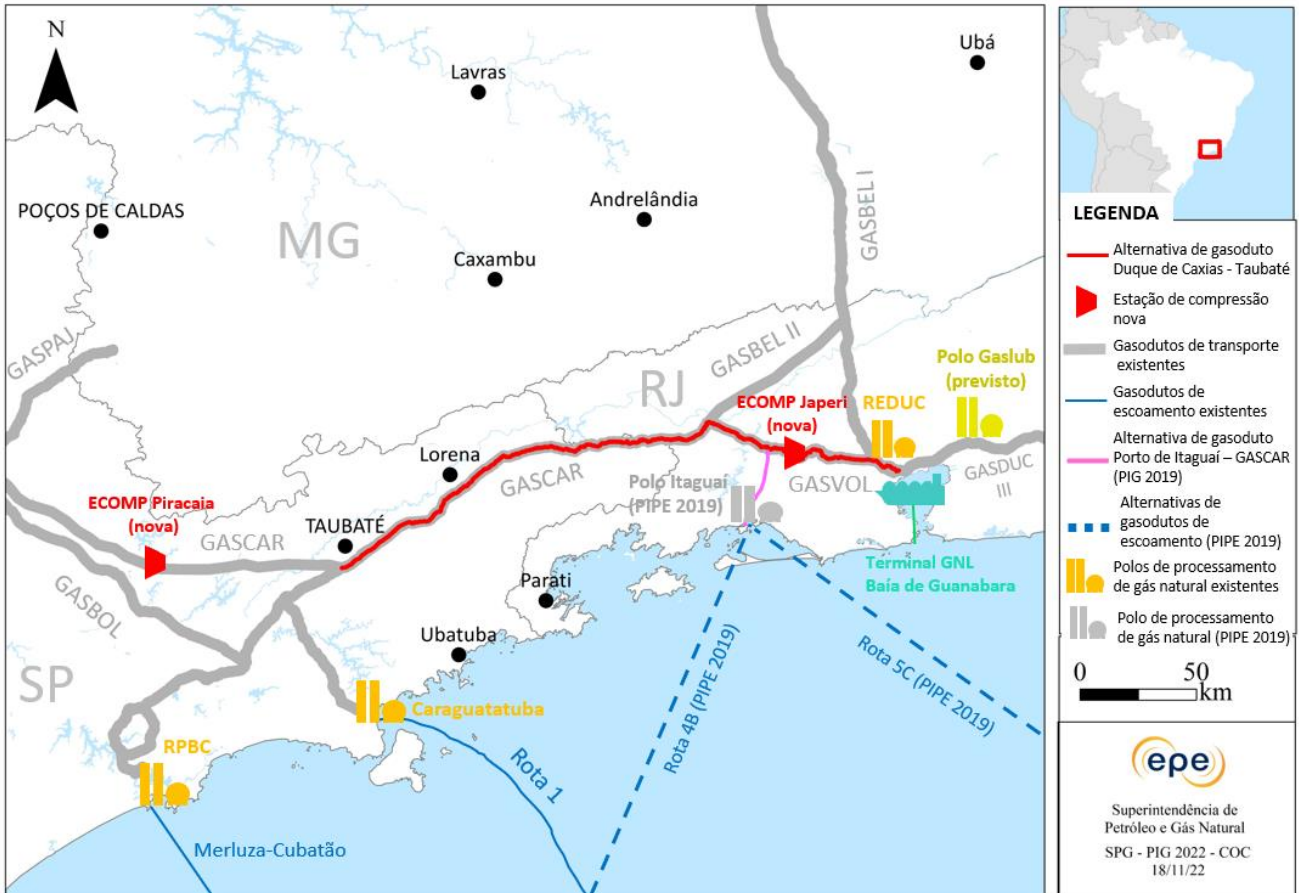
Nota: estimativas baseadas na análise de projetos conceituais, com precisão de -20% a -50% e de +30% a +100%.

Vale ressaltar que este projeto pode ser construído em paralelo com a alternativa proposta no PIG 2019 (gasoduto Porto do Açu – GASCAV) e não são propostas necessariamente excludentes. Enquanto uma alternativa possui extensão menor em relação a outra (45,5 km contra 101 km), outros critérios como a localização do ponto de conexão à malha integrada podem ser cruciais no momento do FID dos projetos. Contudo, mesmo que não haja uma UPGN no Porto do Açu (o que favoreceria a construção de ambos os projetos), o terminal de GNL da GNA possui capacidade suficiente de regaseificação para escoar gás pelas duas rotas já sugeridas pela EPE em seus planos indicativos, mesmo descontando os volumes consumidos pelas UTE GNA I e UTE GNA II (em construção). Além disso, com a modalidade de tarifa de entrada e saída dentro do contexto de abertura do mercado de gás, diferentes pontos de injeção de gás na malha integrada aumentam o dinamismo e a competitividade do gás para os consumidores finais.



### 3.5. Gasoduto Duque de Caxias/RJ – Taubaté/SP

Trata-se da ampliação por gasodutos proposta no item 3.2 deste documento. O gasoduto Duque de Caxias/RJ – Taubaté/SP é uma alternativa de ampliação do escoamento do gás da malha da NTS para a malha da TBG conforme **Figura 13**.



**Figura 13. Mapa de localização do gasoduto Duque de Caxias/RJ – Taubaté/SP**

Fonte: Elaboração própria EPE.

É um projeto resultado de simulações da malha integrada e baseado nas informações públicas divulgadas pela transportadora NTS no intuito de ampliar a capacidade de transporte de gás natural do estado do Rio de Janeiro até Paulínia/SP. Com este projeto seria possível escoar até 25 milhões de m<sup>3</sup>/dia, que atualmente se limita a cerca de 12 milhões de m<sup>3</sup>/dia em Paulínia/SP.

A proposta tem como principal motivador a possibilidade de redução da dependência do gás importado da Bolívia, 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 sofra redução por qualquer motivo que seja. 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 aos futuros terminais de GNL (e à volatilidade dos preços internacionais atrelados a essa *commodity*) a serem interligados a ela, caso a oferta de gás da Bolívia venha a reduzir ou a faltar.

Cabe ressaltar que essa é uma alternativa para esta ampliação. Diferentes cenários foram também simulados, no entanto, este foi destacado devido às informações divulgadas por veículos de comunicação sobre as intenções da transportadora NTS de realizar tal investimento (EPBR, 2022a). Soluções até mais simples, com trechos duplicados menores e/ou com menos ou nenhuma estação de compressão também foram encontrados, porém com vazões resultantes menores no fim da linha, em Paulínia/SP.

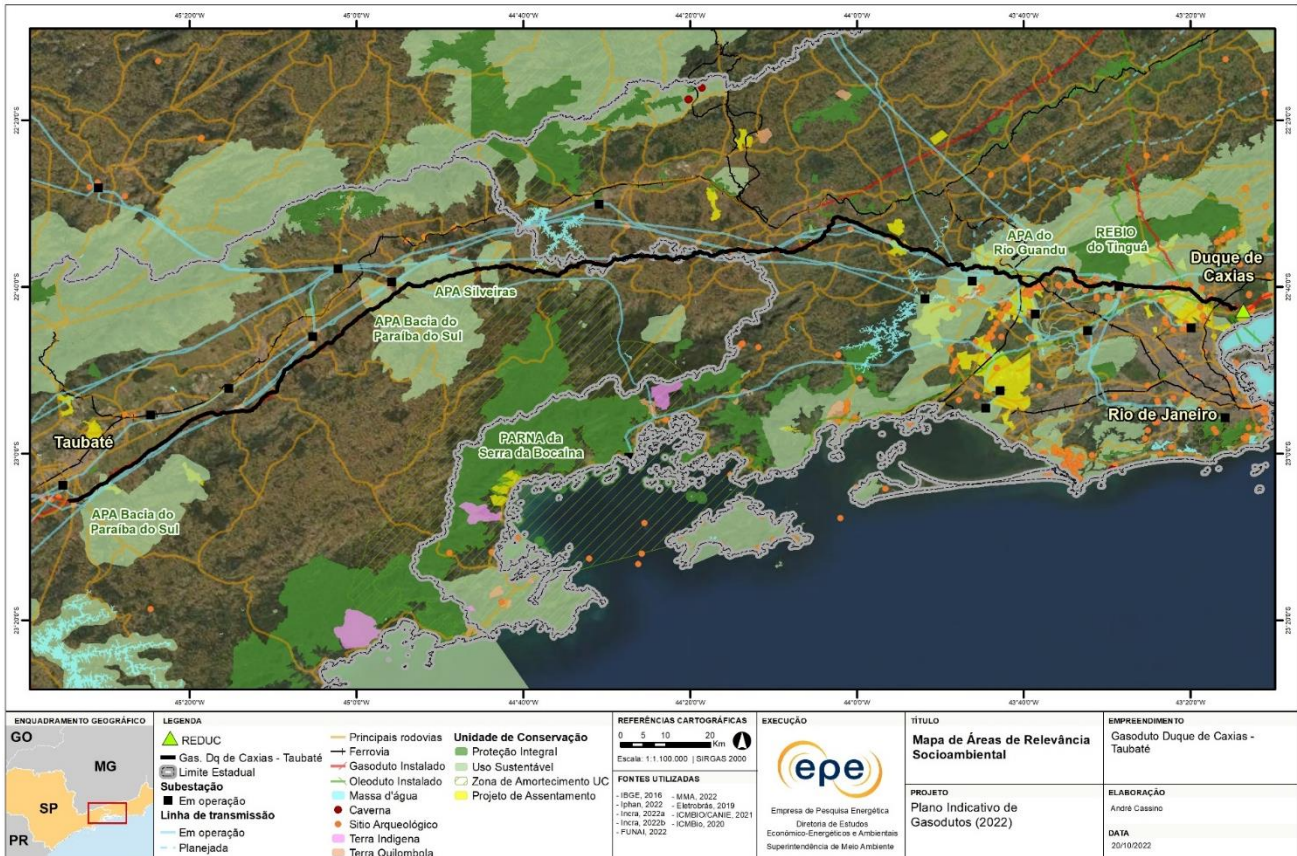
### 3.5.1. Resumo do traçado

A faixa de domínio do gasoduto Duque de Caxias/RJ – Taubaté/SP tem 294,5 km de extensão, 20 m de largura e atravessa 10 municípios no estado do Rio de Janeiro (Duque de Caxias, Nova Iguaçu, Japeri, Seropédica, Paracambi, Pirai, Pinheiral, Volta Redonda, 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 Refinaria Duque de Caxias (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 (Japeri-REDUC). Nos 249,2 km restantes, o duto compartilha faixa com o GASCAR 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. O compartilhamento de faixa permite reduzir os custos de aquisição de terrenos a valores mínimos, enquanto os custos de OPEX poderiam aumentar, caso o transportador responsável por essa duplicação não seja a NTS, dona da faixa de servidão.

### 3.5.2. Análise socioambiental e dificuldades construtivas

A diretriz atravessa áreas com bom apoio rodoviário (**Figura 14**), com presença de rodovias federais (BR-040, BR-116, BR-493, BR-383 e BR-459), estaduais (RJ-101, RJ-085, RJ-093, RJ-111, RJ-113, RJ-125, RJ-127, RJ-141, RJ-155, RJ-157, SP-068, SP-072, SP-171 e SP-125), além de vias secundárias. Na Região Metropolitana do Rio de Janeiro, o traçado interfere nas ferrovias MRS Logística S.A. e Ferrovia Centro-Atlântica S.A.



**Figura 14. Mapa de relevância socioambiental da alternativa Duque de Caxias/RJ-Taubaté/SP**

Fonte: Elaboração própria EPE.

Destaca-se que a diretriz cruza com 17 linhas de transmissão de rede básica ( $\geq 230$  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.

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. Este padrão de ocupação se repete até a divisa com o estado de São Paulo. Ao adentrar o estado de São Paulo, até seu limite final, o traçado passa a percorrer paralelamente a Rodovia Presidente Dutra (BR-116), em áreas de relevo mais suave. Nesse trecho há menor quantidade de fragmentos de vegetação nativa. O traçado passa próximo a núcleos urbanos e importantes áreas de agricultura.

O traçado elaborado atravessa predominantemente relevos de colinas e morros baixos, além de outras unidades de menor escala de ocorrência (CPRM, 2010a; 2010b). 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 por “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 Caxias, 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, o traçado não atravessa reservatórios e não 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 Piraí) 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.

O traçado interfere em 81 polígonos de processos minerários em fase de concessão de lavra (3), requerimento ou direito de requerer lavra (15), autorização de pesquisa (48), requerimento de pesquisa (13), requerimento de licenciamento (1), licenciamento (1), tendo como substâncias saibro (37), areia (23), argila (11), granito (5), água mineral (1), gnaiss (1), rocha piro betuminosa (2) e turfa (1).

Ao longo de seu trajeto, o traçado cruza com oito Áreas de Proteção Ambiental (APAs), unidades de conservação de uso sustentável, sendo seis no estado do Rio de Janeiro e duas no estado de São Paulo. Destaca-se ainda a interferência com as zonas de amortecimento da Reserva Biológica do Tinguá e do Parque Nacional da Serra da Bocaina, unidades de conservação federais de proteção integral. Como o duto será implantado em faixas de servidão existentes, não são esperados grandes óbices para a passagem nessas áreas. Contudo, deve-se atentar para a localização dos canteiros de obras, acessos e bota-foras, de forma a evitar ou minimizar a interferência nesses locais.

A diretriz atravessa trechos de sete projetos de assentamento rural, sendo quatro em Nova Iguaçu/RJ, um em Paracambi/RJ, um em Piraí/RJ e um em Taubaté/SP. Conforme base de dados consultada, a diretriz não interfere em terras indígenas ou quilombolas

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 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.

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.

### 3.5.3. Dimensionamento Termofluido-hidráulico

A alternativa Duque de Caxias/RJ-Taubaté/SP, conforme antecipado na Seção 2, é resultado de uma das soluções encontradas para aumentar a vazão de chegada na interconexão de malhas da NTS com a TBG em Paulínia/SP. Buscou-se entregar neste ponto a vazão de 25 milhões de m<sup>3</sup>/dia como premissa (já discutida na Seção 2). 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/cm<sup>2</sup> de pressão de projeto e somado ao gasoduto existente GASCAR permitiria uma vazão máxima de 25 milhões de m<sup>3</sup>/dia.

Foi preciso incluir nesta ampliação de capacidade ainda duas ECOMPs: uma no município de Japeri/RJ (necessária em outras soluções para aumentos de capacidade menores do que o proposto neste projeto) 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.

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 m<sup>3</sup>/dia na interconexão das malhas. Em uma análise de cenário crítico, constatou-se através 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.

### 3.5.4. Estimativas de Custos

A **Tabela 8** detalha os custos associados ao projeto, agrupados em rubricas. A parcela mais expressiva dos custos é relativa à Construção e Montagem, principalmente devido 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. A parte de tubulações também apresenta um valor elevado. Essa rubrica está diretamente atrelada ao dólar e às variações dos custos das *commodities* conforme detalhado na Seção 5. Já os custos de terreno apresentaram um valor muito próximo de zero pois todo o traçado do gasoduto será construído em faixa existente, cabendo apenas o aluguel da faixa, caso a transportadora responsável pela duplicação não seja a própria NTS, dona da faixa de servidão.

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

| Descrição   | R\$ milhões  | %          |
|---|--------------|------------|
| <b>Custos Diretos</b>   |              |            |
| Tubulação   | 1.774        | 24,3       |
| Componentes   | 56           | 0,8        |
| Construção e Montagem   | 3.276        | 44,8       |
| Instalações complementares  | 380          | 5,2        |
| Sistemas de Supervisão e Controle, Comunicação e Detecção de Vazamentos | 18           | 0,3        |
| Terrenos  | 0            | 0          |
| <b>Custos Indiretos</b>   |              |            |
| Projeto de Engenharia, Compensação e Licenciamento Ambiental            | 15           | 0,2        |
| BDI – Benefícios e Despesas Indiretas                                   | 1.055        | 14,4       |
| Contingências   | 738          | 10,1       |
| <b>INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/22)</b>                            | <b>7.313</b> | <b>100</b> |

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 este projeto pode ser construído em etapas, de modo a ir modulando a expansão. Por exemplo: em um primeiro momento pode-se construir somente a ECOMP de Japeri e expandir a capacidade de escoamento para 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia, conforme discutido na Seção 2. Em seguida, havendo a necessidade de uma expansão maior, poderia ser feita a duplicação conforme esta alternativa aqui proposta, juntamente com a ECOMP de Piracaia/SP, para se chegar à vazão máxima de escoamento de 25 milhões de m<sup>3</sup>/dia no fim do GASCAR, em Paulínia/SP.

## 4. Resultados e Discussão

Conforme apresentado ao longo deste estudo, foram mapeados 5 projetos indicativos de novos de gasodutos de transporte, com o objetivo principal de fornecer alternativas para auxiliar no abastecimento de potenciais demandas termelétricas que se enquadrarem na Lei nº 14.182/2021 e no Decreto nº 11.042/2022. Cabe destacar que algumas das alternativas tinham objetivo também de interiorizar e expandir a capacidade de escoamento da infraestrutura de gasodutos, buscando atender novos mercados ainda não atendidos por gás natural. Estes projetos são apresentados na **Tabela 9**, junto a suas extensões, diâmetros, vazões e valores de CAPEX estimados.

**Tabela 9. Projetos de Gasodutos de Transporte analisados no ciclo do PIG 2022**

| Gasoduto                              | Extensão (km)       | Diâmetro (pol)     | Vazão (milhões de m <sup>3</sup> /dia) | Custos Diretos (R\$ milhões) | Custos Indiretos (R\$ milhões) | Custo Total (R\$ milhões) |
|---------------------------------------|---------------------|--------------------|--|------------------------------|--------------------------------|---------------------------|
| Barcarena/PA – Belém/PA               | 49                  | 12                 | 4                                      | 599                          | 251                            | 850                       |
| Jacutinga/MG – Uberaba/MG             | 321/20 <sup>1</sup> | 18/12 <sup>1</sup> | 6/0,5 <sup>1</sup>                     | 4.428                        | 1.604                          | 6.032                     |
| Linhares/ES – Governador Valadares/PA | 280                 | 20                 | 7                                      | 3.181                        | 1.088                          | 4.269                     |
| São João da Barra/RJ – Macaé/RJ       | 101                 | 22                 | 10                                     | 1.489                        | 532                            | 2.021                     |
| Duque de Caxias/RJ – Taubaté/SP       | 295                 | 28                 | 20                                     | 5504                         | 1808                           | 7.313                     |
| <b>Total</b>                          | <b>1.066</b>        | -                  | -                                      | <b>15.201</b>                | <b>5.283</b>                   | <b>20.485</b>             |

Fonte: Elaboração própria EPE.

<sup>1</sup>Extensão, diâmetro e vazão do ramal do gasoduto para entrega em Poços de Caldas/MG.

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

No ciclo do PIG 2022 foi analisado um projeto de suma importância por conectar uma capital a uma oferta de gás importado, nominalmente a alternativa Barcarena/PA – Belém/PA. O terminal de GNL em Barcarena da CELBA não possui atualmente de forma pública toda a sua capacidade de regaseificação contratada, o que favoreceria a utilização do mesmo para abastecimento da capital, seja para demandas termelétricas, seja para demandas não termelétricas.

Além disso, foram analisadas duas alternativas que permitem o atendimento do interior dos estados de Espírito Santo, Minas Gerais e São Paulo. As alternativas denominadas como Linhares/ES-Governador Valadares/MG e Jacutinga/MG-Uberaba/MG permitem ampliar o fornecimento de gás natural aos três estados, atendendo a novas áreas com demanda potencial, baseada em novas demandas termelétricas, novos projetos industriais ou na substituição do consumo de outros combustíveis em polos industriais existentes. Porém, nos casos de substituição de combustíveis (que vale também para alternativa Barcarena/PA-Belém/PA), a viabilidade da estratégia ao longo da vida útil do projeto dependerá também dos preços relativos do gás natural frente aos outros combustíveis no ano presente e nos anos seguintes.

Neste sentido, as sinalizações de baixas nos preços do gás natural frente aos derivados de petróleo, devido à mudança da lógica de competição gás-óleo para uma lógica gás-gás, podem apresentar, no futuro, uma vantagem competitiva a ser considerada nos EVTEs de empreendimentos industriais.

Há ainda as alternativas que se basearam em reforçar a malha no Sudeste, seja conectando mais uma fonte de oferta de gás importada, nominalmente a proposta do gasoduto São João da Barra/RJ-Macaé/RJ, seja expandindo a capacidade de escoamento entre as malhas das transportadoras NTS e TBG, com o gasoduto Duque de Caxias/RJ-Taubaté/SP. Esses dutos têm um papel estratégico no sentido de prover maior segurança energética e robustez da malha, ao mesmo tempo que são capazes de aumentar as opções de oferta de gás natural em importantes polos da indústria nacional.

As alternativas avaliadas no PIG 2022, somadas, indicam uma expansão cerca de 75% menor em extensão de dutos que no PIG 2020, no entanto, os custos são apenas 46,5% menores. Isto se explica pela crise mundial desencadeada pela pandemia de Covid-19 e intensificada pela guerra entre Rússia e Ucrânia, que impactaram as cadeias produtivas e logísticas no mundo todo, tendo impactado diretamente a indústria de dutos e o setor de construção e montagem. A consequente inflação que se observou nos custos está mais bem detalhada na Seção 5 deste documento. Ainda, 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.

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 do gasoduto Barcarena/PA-Belém/PA, podem trazer novos pontos de fornecimento ou demanda de gás natural ao Sistema de Transporte de Gás Natural do Brasil, beneficiando os *stakeholders* conectados à malha integrada, que passariam a contar com diversificadas opções de compra e venda de gás natural. Em um mercado de gás natural mais aberto, dinâmico e competitivo em desenvolvimento, e com a regulamentação da tarifação na forma de entrada e saída, espera-se que estes novos pontos de oferta ou demanda possam impactar positivamente na competitividade das tarifas de transporte para todos os carregadores em sua área de influência, uma vez que irão ampliar as vazões movimentadas na malha, incorrendo também em ganhos de escala.



## 5. Atualização dos Custos de Projetos Analisados Anteriormente

---

O mercado global passou por grandes transformações nos últimos três anos ocasionados, em um primeiro momento, pela pandemia de Covid-19 e, em um segundo momento, pelos conflitos entre Rússia e Ucrânia.

Em vários países, os custos de projetos de gasodutos experimentaram uma escalada nos últimos 2 anos. Nos Estados Unidos, por exemplo, foi observado um aumento substancial nos custos de construção e montagem (C&M) dos gasodutos impulsionados, principalmente, pela parcela dos custos de materiais de gasodutos terrestres que aumentaram para aproximadamente US\$ 1,2 milhões/km em 2022. O valor anterior era de aproximadamente US\$ 515.000/km. Esses aumentos foram decorrentes das restrições sofridas na cadeia de suprimentos e da inflação (OGJ, 2022).

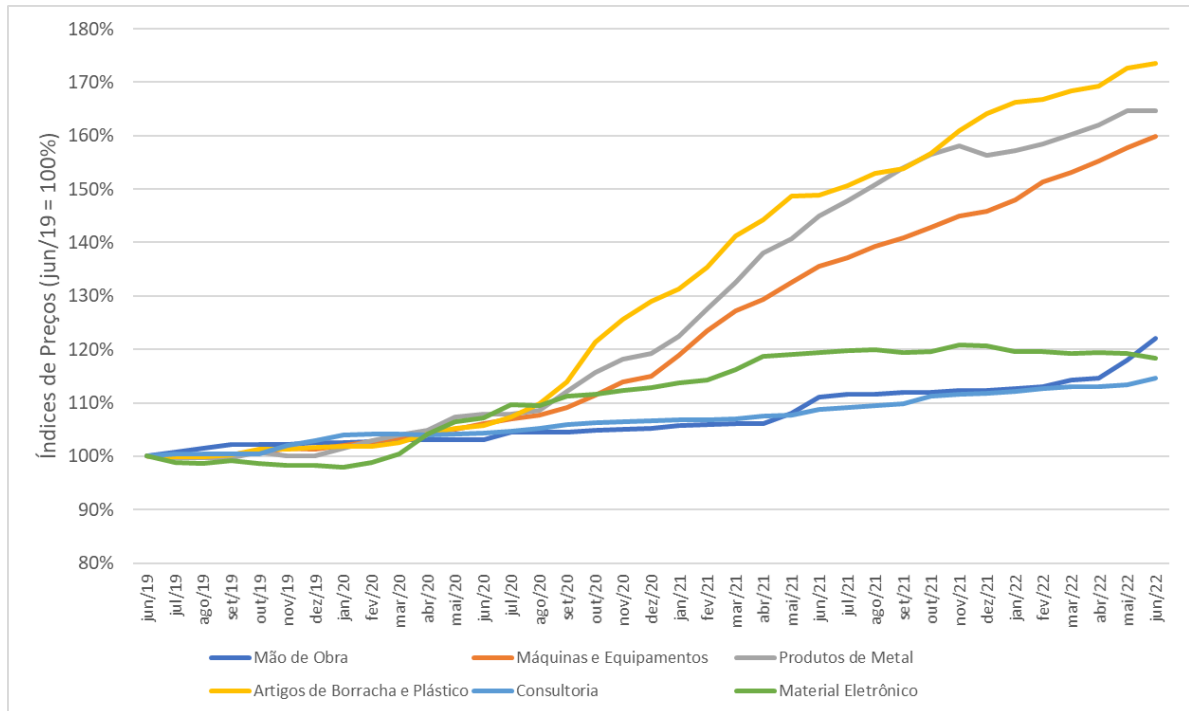
Assim, quando da análise dos custos dos projetos estimados nesta edição do PIG, verificou-se alteração significativa dos custos passados. Nesse sentido, optou-se por atualizar os custos de alguns gasodutos que haviam sido analisados em edições passadas do plano indicativo, uma vez que possuem relação com as temáticas da edição atual. As atualizações foram feitas para a data-base de junho de 2022, de modo que os custos estivessem alinhados com a mesma data-base dos demais gasodutos analisados neste documento.

Dentre os projetos analisados nas edições 2019 e 2020 do PIG, identificou-se aqueles que se destacavam por atenderem às áreas listadas na Lei nº 14.182/2021 e no Decreto nº 11.042/2022. Com isso, foram atualizados os custos dos gasodutos São Carlos/SP – Brasília/DF (Brasil Central) presente no plano indicativo publicado em 2019 e reavaliado no plano de 2020 e os gasodutos Santo Antônio dos Lopes/MA – Caucaia/CE e Santo Antônio dos Lopes/MA – São Luís/MA. Os três gasodutos se destacam

### 5.1. Evolução dos custos de gasoduto no Brasil

Assim como em outros países, no contexto nacional também foi observada uma alta nos custos de projetos de engenharia implementados no Brasil. De forma geral, pode-se observar um aumento de custos por meio da variação dos índices IGP-M e INCC. Entre junho/19 e junho/22, o IGP-M apresentou aumento de aproximadamente 60%, enquanto o INCC aumentou cerca de 35% no mesmo período. Além disso, os índices mais específicos, referentes a itens de custo de gasodutos, também sofreram aumentos consideráveis entre estas duas datas, como é o caso do índice de custo de borracha e plástico, que teve um aumento de cerca de 75% (FGV, 2022).

A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** apresenta a evolução de alguns índices de custo para setores específicos com relevante influência nas estimativas de custo de projetos de gasodutos.



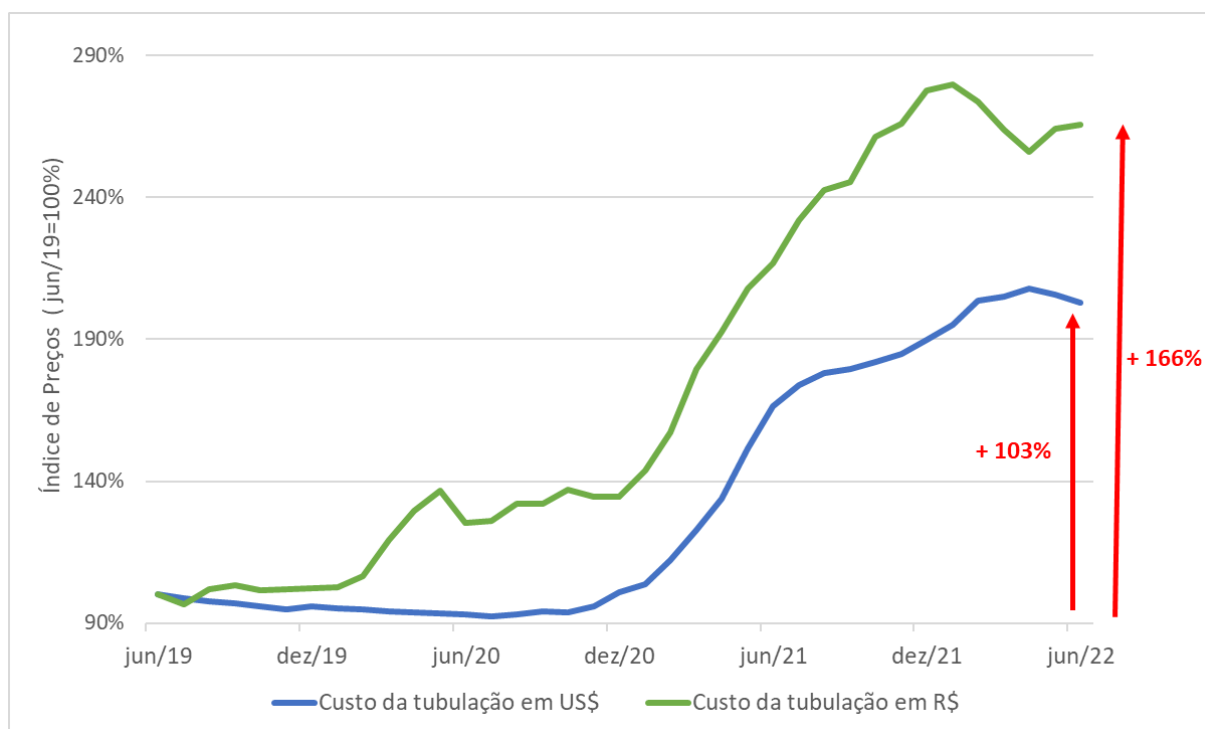
**Figura 15. Evolução dos índices econômicos de 2019 até 2022**

Fonte: Elaboração própria EPE a partir de FGV (2022).

Outro aspecto importante foi a variação cambial que também exerceu forte influência nos custos de materiais importados tais como a tubulação dos projetos de gasodutos. Percebe-se um aumento expressivo do câmbio nos últimos três anos passando de R\$ 3,859/US\$ (média compra/venda de junho de 2019) para R\$ 5,049/US\$ (média compra/venda de junho de 2022).

Por outro lado, percebe-se que um dos principais índices que medem a variação de custo dos tubos de aço no mercado americano, utilizado para estimar o custo de aquisição da tubulação em projetos de gasodutos no PIG, teve um aumento de 103% no custo em dólar entre junho/19 e junho/22. O preço quando se converte para reais por tonelada curta (*short-ton*, equivalente a 0,93 tonelada métrica) teve aumento de 166% no mesmo período no mercado nacional, conforme apresentado na [Fonte de referência não encontrada](#). O aumento do custo da tubulação em reais foi mais expressivo devido à forte variação cambial entre os anos de 2019 e 2022.

Nas seções a seguir, serão apresentados os custos atualizados dos gasodutos São Carlos/SP – Brasília/DF (Brasil Central), Santo Antônio dos Lopes/MA – Caucaia/CE e Santo Antônio dos Lopes/MA – São Luís/MA, cujos custos finais evidenciarão a dimensão dos aumentos de custos apontados nesta seção.



**Figura 16. Evolução dos índices de custo de tubulação de 2019 até 2022**

Fonte: Elaboração própria EPE a partir de PRESTON PUBLISH (2022).

## 5.2. Gasoduto São Carlos/SP – Brasília/DF

O gasoduto São Carlos/SP – Brasília/DF conecta o GASBOL, no trecho que este atravessa a cidade paulista de São Carlos, à Brasília. Esse gasoduto foi primeiramente estudado no PIG 2019 e posteriormente teve seu CAPEX atualizado na versão do plano indicativo publicado em 2020.

O gasoduto atravessa os estados de São Paulo, Minas Gerais, Goiás e o Distrito Federal, passando por importantes cidades como Ribeirão Preto (SP), Uberaba (MG), Uberlândia (MG), Goiânia (GO) e Anápolis (GO), antes de chegar à Brasília, promovendo uma opção para a interiorização da oferta do gás natural no País. Esta alternativa inicia-se na estação de compressão (ECOMP) de São Carlos/SP e termina em um ponto de entrega a ser construído em Ceilândia/DF, a 30 km de Brasília. Com uma extensão total de 893 km e um diâmetro de 20 polegadas de São Carlos/SP a Ribeirão Preto/SP e de 18 polegadas no restante do traçado, o gasoduto teria uma vazão total de 7 milhões de m<sup>3</sup>/dia.

Este gasoduto foi selecionado para ter seu custo atualizado devido à possível conexão com uma das alternativas propostas neste Plano Indicativo, o gasoduto Jacutinga/MG – Uberaba/MG. Este último será tratado com maiores detalhes na Seção 3.1 deste estudo, destacando, por exemplo, suas motivações.

Na **Erro! Fonte de referência não encontrada.** é possível verificar a atualização dos custos diretos e indiretos para a data-base de junho de 2022.

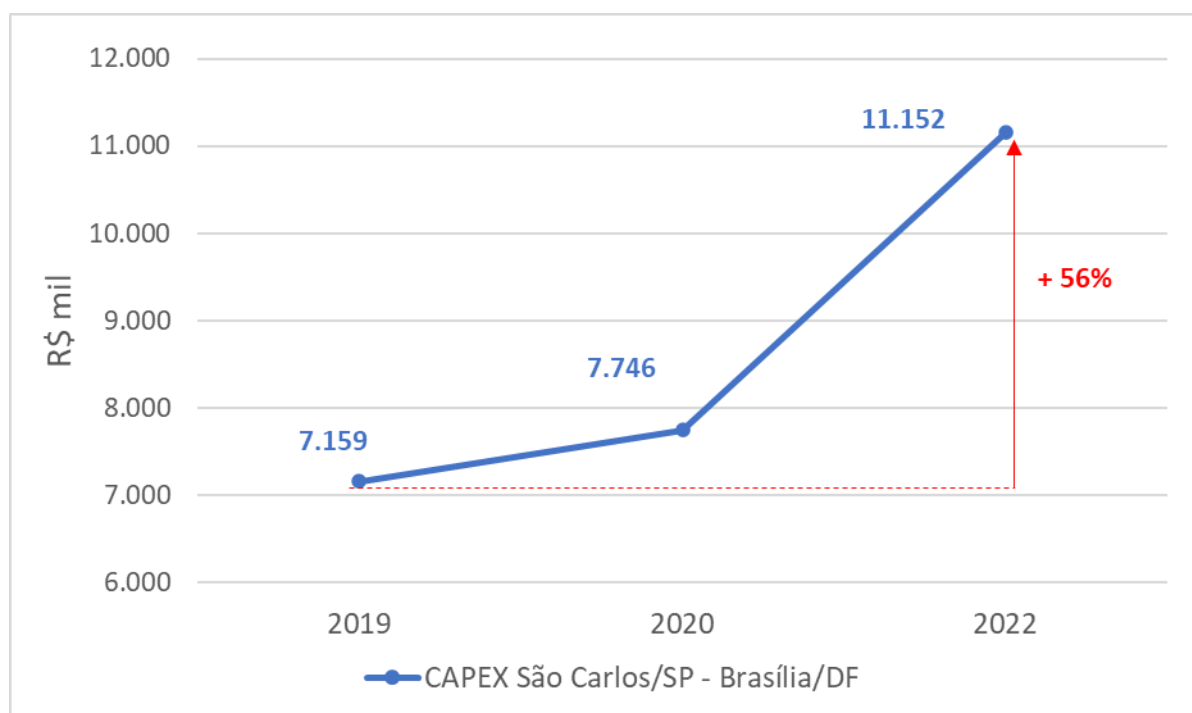
**Tabela 10. Custos associados ao projeto do gasoduto São Carlos/SP – Brasília/DF**

| Descrição   | R\$ milhões   | %          |
|---|---------------|------------|
| <b>Custos Diretos</b>   |               |            |
| Tubulação   | 2.145         | 19,2       |
| Componentes   | 125           | 1,1        |
| Construção e Montagem   | 4.767         | 42,7       |
| Instalações complementares  | 318           | 2,9        |
| Sistemas de Supervisão e Controle, Comunicação e Detecção de Vazamentos | 56            | 0,5        |
| Terrenos  | 364           | 3,3        |
| <b>Custos Indiretos</b>   |               |            |
| Projeto de Engenharia, Compensação e Licenciamento Ambiental            | 113           | 1,0        |
| BDI – Benefícios e Despesas Indiretas                                   | 1.696         | 15,2       |
| Contingências   | 1.568         | 14,1       |
| <b>INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/22)</b>                            | <b>11.152</b> | <b>100</b> |

Fonte: Elaboração própria EPE.

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

Conforme pode ser observado na [Fonte de referência não encontrada](#), os custos do gasoduto em questão sofreram um aumento de 56% entre as datas bases de junho/19 e junho/22. Esta variação resultou, principalmente, de um aumento substancial nos custos de tubulação e de construção e montagem.



**Figura 17. Evolução dos custos do gasoduto São Carlos/SP – Brasília/DF**

Fonte: Elaboração própria EPE.

### 5.3. Gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA – Caucaia/CE

O gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA – Caucaia/CE consiste em uma infraestrutura de transporte de gás natural que conecta, ao longo do seu traçado, os estados do Maranhão e do Piauí, incluindo a capital Teresina à malha integrada. O traçado deste gasoduto possui 684 km de extensão e atravessa 29 municípios no Maranhão, Piauí e Ceará, tendo como extremidades o Complexo Parnaíba em Santo Antônio dos Lopes, no Maranhão e a conexão entre o terminal de GNL de Pecém e o gasoduto existente GASFOR I em Caucaia no Ceará.

Este gasoduto foi selecionado para ter seu custo atualizado devido à possibilidade de expansão da malha integrada a partir de Pecém/CE, solução que será tratada com maiores detalhes na Seção 2.1 deste estudo, destacando, por exemplo, suas motivações.

Na [Erro! Fonte de referência não encontrada.](#) é possível verificar a atualização dos custos diretos e indiretos para a data-base de junho de 2022.

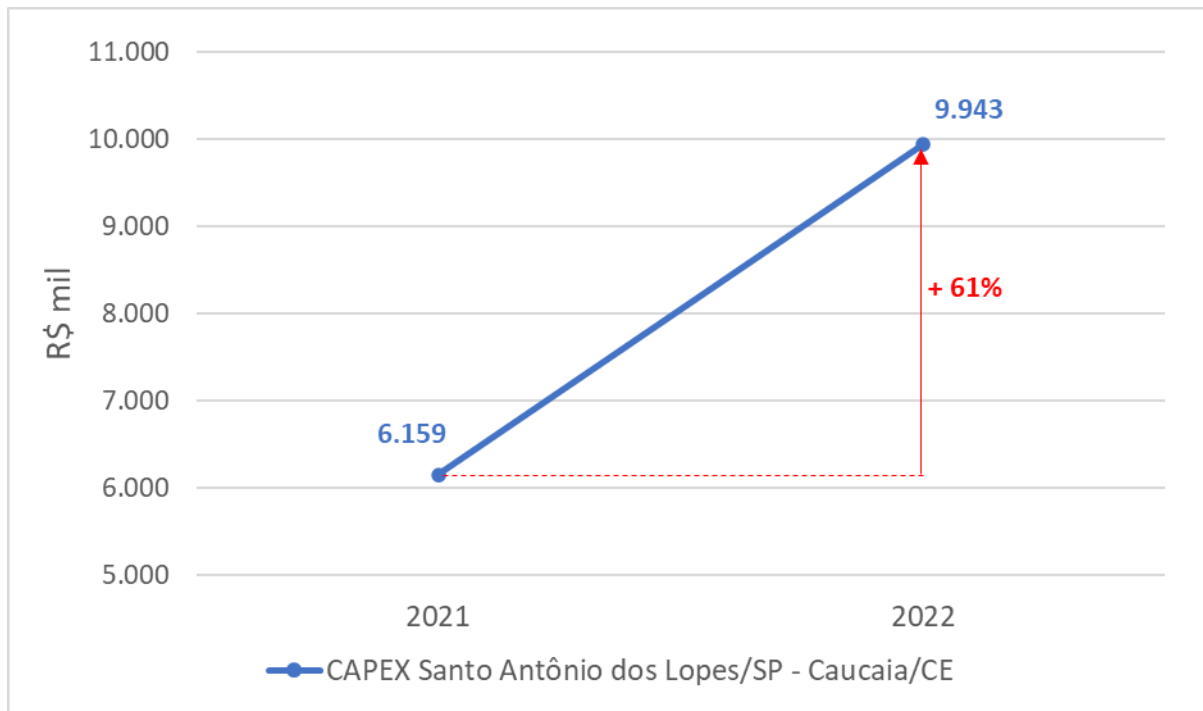
**Tabela 11. Custos associados ao projeto do gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA – Caucaia/CE**

| Descrição   | R\$<br>milhões | %          |
|---|----------------|------------|
| <b>Custos Diretos</b>   |                |            |
| Tubulação   | 2.373          | 23,9%      |
| Componentes   | 123            | 1,2%       |
| Construção e Montagem   | 4.281          | 43,1%      |
| Instalações complementares  | 458            | 4,6%       |
| Sistemas de Supervisão e Controle, Comunicação e Detecção de Vazamentos | 41             | 0,4%       |
| Terrenos  | 184            | 1,8%       |
| <b>Custos Indiretos</b>   |                |            |
| Projeto de Engenharia, Compensação e Licenciamento Ambiental            | 35             | 0,4%       |
| BDI – Benefícios e Despesas Indiretas                                   | 1.447          | 14,6%      |
| Contingências   | 1.000          | 10,1%      |
| <b>INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/22)</b>                            | <b>9.943</b>   | <b>100</b> |

Fonte: Elaboração própria EPE.

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

Conforme pode ser observado na [Erro! Fonte de referência não encontrada.](#) os custos do gasoduto em questão sofreram um aumento de 61% entre as datas bases de junho/19 e junho/22. Esta variação resultou, principalmente, de um aumento substancial nos custos de tubulação.



**Figura 18. Evolução dos custos do gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA-Caucaia/CE**  
 Fonte: Elaboração própria EPE.

#### 5.4. Gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA – São Luís/MA

Esse gasoduto tem a intenção de conectar a oferta de gás advinda da Bacia do Parnaíba à capital do estado do Maranhão, São Luís, de modo a interligá-la ao Complexo Termelétrico Parnaíba, que já utiliza o gás natural explorado e tratado da região. Assim, caso haja excedente de produção, esse gás poderia ser disponibilizado para São Luís e arredores. Além disso, com a conexão ao gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA – Caucaia/CE é possível que a fonte de suprimento para esse gasoduto seja do Terminal de GNL existente ou do futuro terminal no Porto de Pecém, além do gás nacional da bacia de Sergipe-Alagoas (SEAL).

O gasoduto partindo do Complexo Termelétrico Parnaíba, em Santo Antônio dos Lopes seguiria até as proximidades do Porto de Itaqui, em São Luís ao longo de um traçado de 282 km de extensão que atravessaria 15 municípios do estado do Maranhão.

Este gasoduto foi selecionado para ter seu custo atualizado devido à possibilidade de expansão da malha integrada a partir de Pecém/CE, solução que será tratada com maiores detalhes na Seção 2.1 deste estudo, destacando, por exemplo, suas motivações.

Na **Erro! Fonte de referência não encontrada.** é possível verificar a atualização dos custos diretos e indiretos para a data-base de junho de 2022.

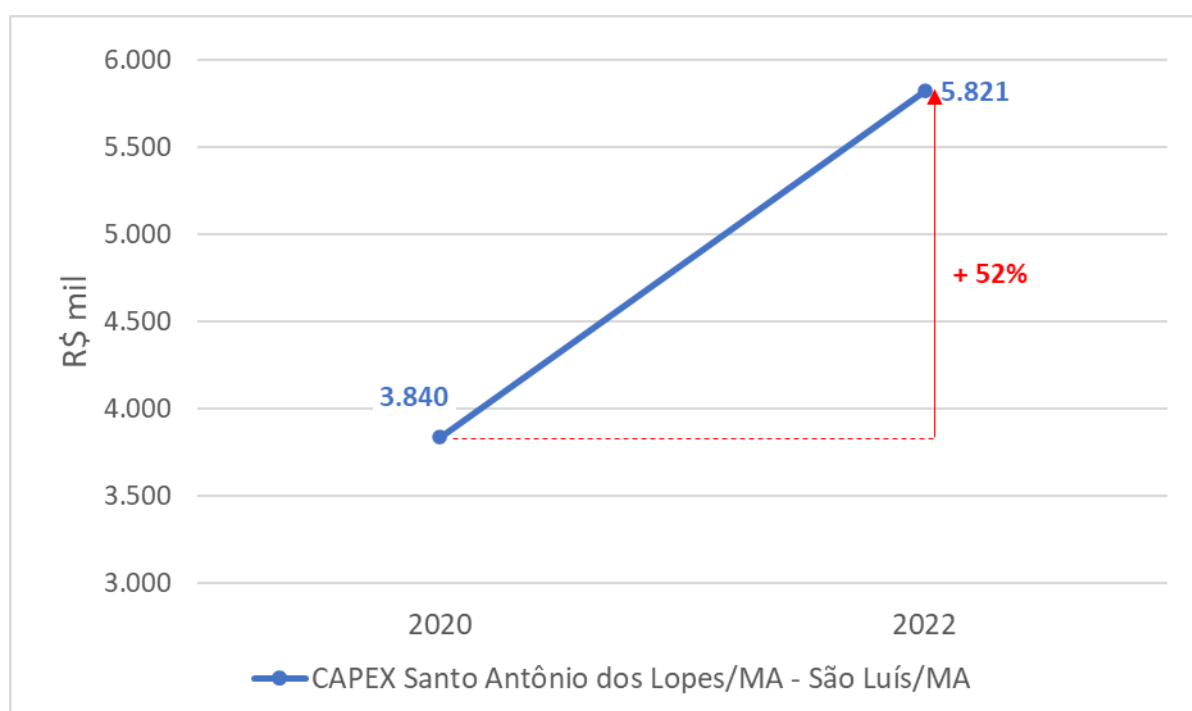
**Tabela 12. Custos associados ao projeto do gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA – São Luís/MA**

| Descrição   | R\$ milhões  | %          |
|---|--------------|------------|
| <b>Custos Diretos</b>   |              |            |
| Tubulação   | 924          | 15,9%      |
| Componentes   | 33           | 0,6%       |
| Construção e Montagem   | 2.347        | 40,3%      |
| Instalações complementares  | 107          | 1,8%       |
| Sistemas de Supervisão e Controle, Comunicação e Detecção de Vazamentos | 18           | 0,3%       |
| Terrenos  | 806          | 13,8%      |
| <b>Custos Indiretos</b>   |              |            |
| Projeto de Engenharia, Compensação e Licenciamento Ambiental            | 16           | 0,3%       |
| BDI – Benefícios e Despesas Indiretas                                   | 912          | 15,7%      |
| Contingências   | 659          | 11,3%      |
| <b>INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/22)</b>                            | <b>5.821</b> | <b>100</b> |

Fonte: Elaboração própria EPE.

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

Conforme pode ser observado na [Fonte de referência não encontrada](#), os custos do gasoduto em questão sofreram um aumento de 52% entre as datas bases de junho/19 e junho/22. Esta variação resultou, principalmente, de um aumento substancial nos custos de tubulação.



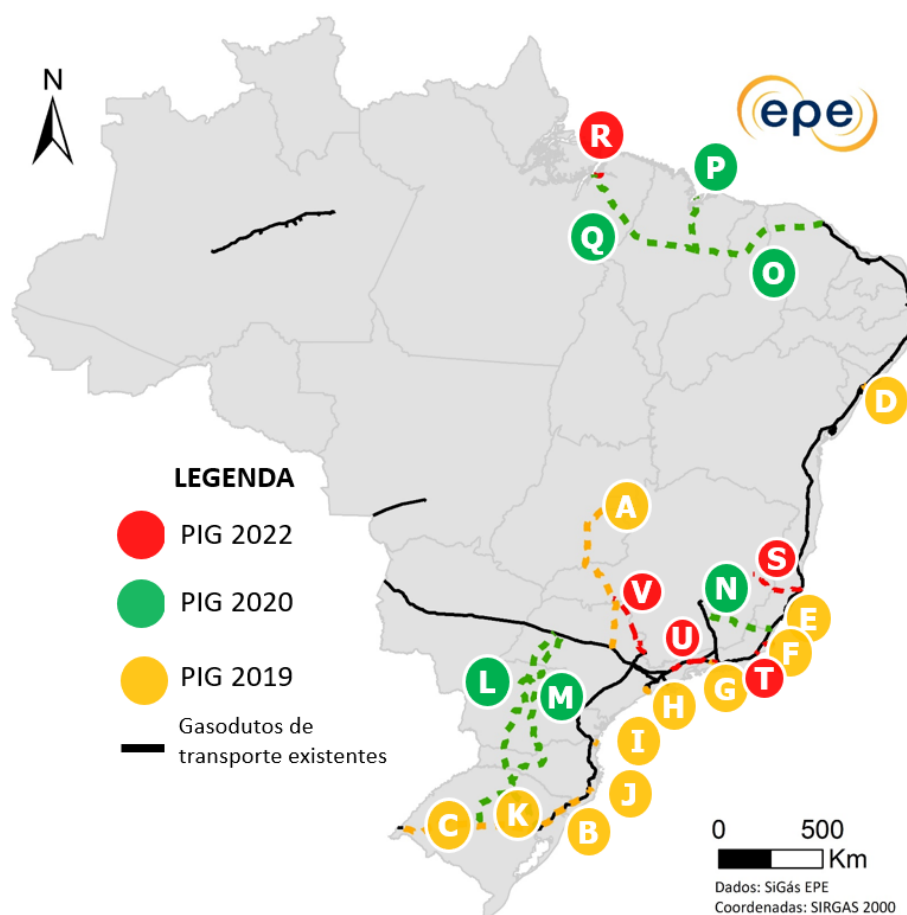
**Figura 19. Evolução dos custos do gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA - São Luís/MA**

Fonte: Elaboração própria EPE.

## 6. Panorama Atualizado dos Projetos Analisados em Ciclos Anteriores

O ciclo do PIG 2019 mapeou 11 projetos indicativos de gasodutos de transporte, somando cerca de 1.969 km de extensão e investimentos da ordem de R\$ 17 bilhões<sup>8</sup> enquanto o PIG 2020 analisou 6<sup>9</sup> projetos indicativos, totalizando 4.380 km de extensão e R\$ 44 bilhões<sup>10</sup> em investimentos.

Já, no presente ciclo do PIG foram estudados mais 5 projetos com extensão total de 1.066 km e R\$ 20,5 bilhões. As três edições do PIG contabilizam 7.615 km de extensão. Na **Figura 20** são apresentados os projetos estudados nos dois primeiros ciclos do PIG, além dos analisados no presente estudo.



**Figura 20. Mapa de alternativas de gasodutos apresentadas no PIG 2019, 2020 e 2022.**

Fonte: Elaboração própria EPE.

<sup>8</sup> Data-base de junho/2019.

<sup>9</sup> Embora tenham sido estudadas 6 alternativas, duas delas são concorrentes (Chimarrão A e Chimarrão B) de modo que não se espera que ambas sejam construídas simultaneamente.

<sup>10</sup> Data-base de junho/2020.



De sua concepção até o início da operação, um gasoduto de transporte passa por diversas etapas. A etapa de estudos iniciais inclui a investigação da oferta e demanda preliminares, a realização de análise socioambiental para definição do traçado e a análise técnica para definição da extensão, pontos de entrega e diâmetro. Posteriormente, podem ser iniciados o processo de licenciamento ambiental e a chamada pública para confirmação da capacidade e de agentes interessados – que pode ter diversas etapas de manifestação de interesse e contestações, e ocorrer de forma iterativa.

Em seguida, com a confirmação das características do projeto, além de volumes reservados nas entradas e saídas e listagem de carregadores a serem atendidos, ocorrem a Decisão Final de Investimento (*Final Investment Decision* – FID), a construção do gasoduto e sua operação propriamente dita.

Neste sentido, esta seção tem por objetivo compilar informações acerca dos projetos analisados nos ciclos 2019 e 2020 do PIG de forma a fornecer uma atualização quanto à situação atual destes projetos. É relevante destacar que, dentre os projetos analisados nestes 2 ciclos do PIG até o presente momento, se observam diferentes níveis de avanço em relação ao andamento de seus processos até uma eventual entrada em operação. Assim, a compilação destas informações permite acompanhar a ampliação da infraestrutura brasileira de gasodutos. É importante destacar que a atualização dos projetos foi realizada com as informações encontradas até a data da publicação desta edição do PIG.

O projeto Porto do Açú-GASCAV foi inicialmente tratado no PIG 2019 e se apresenta como uma das possibilidades para escoamento do gás oriundo do terminal de GNL do Porto do Açú (ou de eventual UPGN instalada neste porto), inserindo gás na malha de gasodutos da NTS. Este gasoduto baseou-se no projeto do GASOG, o qual obteve Licença Prévia LP nº IN050785 em dezembro de 2019 (INEA-RJ, 2019). Destaca-se, no entanto, que não se sabe qual projeto será priorizado, em um primeiro momento, pela Gás Natural Açú S. A., para movimentação do gás do porto: GASOG ou GASINF (projeto a partir do qual foi baseado o São João da Barra/RJ-Macaé/RJ, apresentado no presente ciclo do PIG).

O projeto Porto Sergipe-Catu-Pilar/SE apresentou um grande avanço em 2022. As empresas CELSE e TAG celebraram a assinatura do Contrato de Conexão de Acesso para interligação do Terminal de GNL em Sergipe ao gasoduto Catu-Pilar. O projeto de interligação está previsto para operar a partir de 2024 (TAG, 2022).

Quanto ao projeto Terminal Gás Sul/SC – GASBOL foram observados avanços no seu processo de implementação. A empresa NFE recebeu através da autorização ANP 699/2021 permissão para construir o gasoduto *onshore* de 30 km enquanto a TBG obteve através da autorização ANP nº 117/2022 a autorização de construção da estação de medição de Garuva além de um gasoduto de aproximadamente 200 metros. Essas instalações terão o objetivo de interligar o gasoduto proveniente do Terminal Gás Sul ao gasoduto GASBOL (ANP, 2022).

Já o projeto Cubatão/SP-GASAN/SP, tratado no PIG 2019, embora 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. Este gasoduto ainda apresenta discussões com relação à sua classificação como um gasoduto de transporte ou de distribuição. O projeto, inicialmente classificado como gasoduto de transporte (ANP, 2021) teve sua classificação alterada para distribuição após discussões entre ANP e ARSESP (ABEGAS, 2022; CPG, 2022), resultando, no presente momento, em judicialização deste processo (PETRONOTÍCIAS, 2022).

A **Tabela 13** apresenta o andamento dos projetos estudados neste ciclo e em ciclos anteriores do PIG, com base nos principais marcos citados.

**Tabela 13. Andamento dos projetos de gasodutos de transporte analisados no PIG 2019 e 2020**

|   | Alternativas de gasodutos*                                  | Andamento        |                     |         |               |             |
|---|---|------------------|---------------------|---------|---------------|-------------|
|   |   | Estudos Iniciais | Em Licenciamento ** | FID *** | Em construção | Em operação |
| A | São Carlos/SP – Brasília/DF (Brasil Central)                |                  |                     |         |               |             |
| B | Siderópolis/SC – Porto Alegre/RS (Duplicação trecho GASBOL) |                  |                     |         |               |             |
| C | Uruguaiana/RS – Triunfo/RS (Trecho 2 GASUP)                 |                  |                     |         |               |             |
| D | Porto Sergipe - Catu Pilar/SE                               |                  |                     |         |               |             |
| E | Porto Central - GASCAV/ES                                   |                  |                     |         |               |             |
| F | Porto do Açú - GASCAV/ES                                    |                  |                     |         |               |             |
| G | Porto de Itaguaí - GASCAR/RJ                                |                  |                     |         |               |             |
| H | Cubatão/SP - GASAN/SP                                       |                  |                     |         |               |             |
| I | Terminal Gás Sul/SC – GASBOL                                |                  |                     |         |               |             |
| J | Terminal Imituba/SC -GASBOL                                 |                  |                     |         |               |             |
| K | Mina Guaíba/RS -Triunfo/RS                                  |                  |                     |         |               |             |
| L | Chimarrão A   |                  |                     |         |               |             |
| M | Chimarrão B   |                  |                     |         |               |             |
| N | Presidente Kennedy/ES - São Brás do Suaçuí/MG               |                  |                     |         |               |             |
| O | Santo Antônio dos Lopes/MA – Caucaia/CE                     |                  |                     |         |               |             |
| P | Santo Antônio dos Lopes/MA – São Luís/MA                    |                  |                     |         |               |             |
| Q | Santo Antônio dos Lopes/MA – Barcarena/PA                   |                  |                     |         |               |             |

Fonte: Elaboração própria EPE.

Notas: \*: As alternativas A a K foram estudadas no PIG 2019 e as alternativas L a Q no PIG 2020.

\*\* : Inclui processos de licenciamento ambiental de projetos similares, de projetos que compartilham trechos ou a totalidade da faixa de servidão, e processos de licenciamento ambiental 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.

## 6.1. Outros Projetos de Infraestrutura

Embora não analisados neste ciclo do PIG, outros projetos de expansão da malha dutoviária brasileira podem ser destacados. No Nordeste, como já mencionado na Seção 5, existem projetos de expansão da transportadora TAG no intuito de aumentar a capacidade máxima atual de transporte de gás natural. O trecho norte da malha Nordeste apresenta limitações que impedem um maior aproveitamento de gás natural oriundo do terminal de regaseificação de GNL de Pecém/CE. Embora haja incertezas quanto à manutenção deste terminal a partir de 2023, há a possibilidade de instalação do terminal do Portocém nos arredores, que teria como objetivo principal abastecimento de uma termelétrica de 1,5 GW, bem como poderia ainda se conectar à malha.

Apesar de ainda não haver informações quanto ao interesse na conexão desta instalação, a remoção de gargalos de infraestrutura neste trecho final poderia influenciar no sentido de uma possível conexão desta oferta à malha integrada, o que poderia elevar a oferta de gás nesta região. Além disso, as ampliações na rede de gasodutos no Nordeste permitiriam uma maior movimentação do gás natural vindo de Pecém e possibilitariam um maior aproveitamento do gás nacional, com destaque para a produção de SEAL, em direção ao extremo norte da malha integrada, caso o terminal de Pecém seja desmobilizado ou o terminal do Portocém opte por não se conectar à malha. Nesse contexto, destacam-se os projetos de duplicação do GASFOR e de um trecho do Nordeste. Para aumentar o fluxo através do sistema GASENE, há ainda a intenção de construção de mais uma ECOMP em Itajuípe/BA (TAG, 2022).

No Norte, a TAG ainda estuda a possibilidade de conectar o Polo de Juruá/AM a Urucu/AM, o que necessitaria de um gasoduto de 170 km de extensão e 20 polegadas de diâmetro. Este gasoduto teria capacidade de transportar até 2,8 milhões de m<sup>3</sup>/dia e custaria, segundo a própria empresa, o investimento de R\$ 2,5 a R\$ 4 bilhões. Da mesma forma, a empresa também estuda a possibilidade de conectar o Polo de Urucu/AM a Porto Velho/RO. Neste caso, o duto teria 550 km de extensão e 14 polegadas de diâmetro, tendo a capacidade de transportar também 2,8 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural, e poderia custar, segundo a TAG, um investimento de R\$ 4,5 bilhões (TAG, 2022).

Destaca-se que as opções estudadas no PIG não são exaustivas, portanto, há outras opções que não foram detalhadas. Cabe destacar ainda que o plano indicativo conta com etapas bem definidas de cronograma que limitam a inserção de novas alternativas de gasodutos no PIG após determinada fase, e algumas alternativas acabam sendo consideradas apenas para o próximo ciclo do produto, uma vez que se encaixem na nova diretriz.

## 7. Considerações Finais

---

No ciclo do PIG 2022, foram estudados 1.066 km de projetos de gasodutos de transporte, que somados representam investimentos da ordem de R\$ 20,5 bilhões. Em complemento ao presente estudo, os ciclos do PIG 2019 e PIG 2020, juntos, já haviam mapeados 17 projetos indicativos de gasodutos de transporte, somando cerca de 6.349 km de extensão e investimentos da ordem de R\$ 61 bilhões. Assim, os projetos indicativos analisados pela EPE nos ciclos 2019, 2020 e 2022 na metodologia do PIG somam 7.615 km de extensão, com investimentos que alcançam o patamar de R\$ 81,5 bilhões<sup>11</sup>.

No entanto, para que os projetos deste ciclo venham a ser construídos, em sua maioria, é necessário que projetos de usinas termelétricas enquadradas nas regras da Lei nº 14.182/2021 e no Decreto nº 11.042/2022 se sagrem vencedores e sejam direcionados a serem construídos nas áreas de influência destes gasodutos. Os grandes empreendimentos são naturalmente responsáveis pela maior parcela da demanda necessária para viabilização de gasodutos e, neste caso, a demanda termelétrica tem papel fundamental para ancorar os projetos propostos neste PIG.

É importante destacar, ainda, a possibilidade de acesso ao gás natural em várias regiões atualmente não atendidas pela rede de gasodutos existente. Estas infraestruturas poderiam diversificar as possibilidades de desenvolvimento regional e permitiriam a substituição de outros combustíveis com maiores níveis de emissão de particulados e gases responsáveis pelo efeito estufa pelo gás natural.

Foi observado também, no presente estudo, a necessidade de expansão da capacidade de transporte da malha dutoviária existente frente aos diferentes cenários que se desenham para o futuro do mercado de gás nacional. Através de simulações termofluido-hidráulicas foi possível perceber que para um maior aproveitamento do gás nacional que será ofertado no Nordeste no próximo decênio é necessário, no mínimo, adição de novas estações de compressão, enquanto duplicações de gasodutos poderiam potencializar ainda mais este aproveitamento.

No Sudeste, se torna marcante a necessidade cada vez mais eminente de expandir a capacidade de transporte de gás entre os estados do Rio de Janeiro e São Paulo, tendo em vista a segurança energética e um maior aproveitamento dos recursos nacionais. Hoje, a malha da transportadora TBG tem limitações para obter gás (em vazões equivalentes ao volume importado da Bolívia) através da conexão com a malha da transportadora NTS, onde se espera um aumento considerável da oferta de gás dentro do decênio. Este fato acaba por manter o gás boliviano ainda importante para o atendimento de todas as demandas ao longo do GASBOL, deixando estados brasileiros economicamente relevantes, dependentes da importação de gás natural.

Ressalte-se que os projetos apresentados no PIG são, conforme mencionado, de caráter indicativo de modo que a implementação de cada projeto elencado neste estudo dependerá da existência de agentes interessados, do detalhamento de diversos aspectos socioambientais e de Engenharia, assim como confirmações acerca da demanda e da oferta, e acordos para interconexão com gasodutos existentes. Somente após a realização de tais detalhamentos, por parte das empresas, será possível confirmar quantos e quais dentre os projetos estudados possuem viabilidade

---

<sup>11</sup> Conforme citado, este valor representa o somatório dos investimentos apresentados em cada um dos ciclos do PIG, no entanto, os custos anteriores não foram reajustados para uma data-base atual.

econômica, qual será o aumento real nos volumes de gás natural movimentados no Brasil e quais municípios serão atendidos.

Note-se que adicionalmente aos gasodutos, diversas tecnologias de transporte de gás natural podem ser avaliadas para suprimento dos mercados, como a utilização de alternativas de distribuição de gás por pequena escala, que são sistemas modulares de transporte de gás natural comprimido ou liquefeito (seja pelo modo rodoviário, ferroviário ou aquaviário) para atendimento da demanda 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 criação de pontos de demanda, principalmente para grandes distâncias. Estudos futuros podem considerar a atuação complementar de diferentes modais ao longo do tempo.

Por fim, é importante destacar que a expansão da infraestrutura de gasodutos tem potencial de ampliar o acesso à energia moderna e de mitigar as emissões de setores econômicos de difícil abatimento. Dentre as possíveis formas de movimentação de gás natural, o transporte dutoviário é um dos mais eficientes e de menor emissões específicas. Além disso, a expansão da infraestrutura de gás poderá contribuir para o aproveitamento do potencial de hidrogênio e de biometano através do compartilhamento da infraestrutura de gasodutos. Assim se espera que, no futuro, o hidrogênio também poderá ser um dos motivadores da expansão da rede de gasodutos.

## 8. 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.

ABEGAS. Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado, 2022. Subida da Serra: proposta prevê liberar conexão de gasoduto da Comgás a terminal de GNL – 23/06/2022. Disponível em: <https://www.abegas.org.br/arquivos/84180>. Acesso em: nov. 2022.

AGÊNCIA BRASIL, 2022. Estatal boliviana reduz 30% do fornecimento de gás natural ao Brasil: Petrobras diz que está tomando medidas para que YPF cumpra contrato- 21/05/2022. Disponível em: <https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2022-05/estatal-boliviana-reduz-30-do-fornecimento-de-gas-natural-ao-brasil>. Acesso em: nov. 2022.

ANM. Agência Nacional de Mineração, 2022. Processos Minerários (arquivos vetoriais). Disponível em: [https://app.anm.gov.br/dadosabertos/SIGMINE/PROCESSOS\\_MINERARIOS/BRASIL.zip](https://app.anm.gov.br/dadosabertos/SIGMINE/PROCESSOS_MINERARIOS/BRASIL.zip). Acesso em: nov. 2022.

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. 2022.

\_\_\_\_\_. \_\_\_\_\_. 2020. Autorização ANP nº 836, de 25 de novembro de 2020. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-836-2020?origin=instituicao#:~:text=AG%C3%80NCIA%20NACIONAL%20DO%20PETR%C3%93LEO%2C%20G%C3%81S%20NATURAL%20E%20BIOCOMBUST%C3%80VEIS,DE%202020.-%20DOU%2025%20DE%20NOVEMBRO%20DE%202020>. Acesso em: nov. 2022.

\_\_\_\_\_. \_\_\_\_\_. 2021. Resolução de Diretoria RD nº 533/2021. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-de-diretoria-rd-n-533-2021-classificacao-do-projeto-denominado-gasoduto-subida-da-serra?origin=instituicao&q=subida%20da%20serra>. Acesso em: nov. 2022.

\_\_\_\_\_. \_\_\_\_\_. 2022. Autorização ANP nº 117, de 25 de fevereiro de 2022. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-117-2022?origin=instituicao&q=TGS>. Acesso em: nov. 2022.

BRASIL, 2004. Presidência da República. Secretaria Geral. Subchefia para Assuntos Jurídicos. Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.847.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.847.htm). Acesso em: nov. 2022.

\_\_\_\_\_. \_\_\_\_\_. 2018. Presidência da República. Secretaria Geral. Subchefia para Assuntos Jurídicos. Decreto nº 9.616, de 17 de dezembro de 2018. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2015-2018/2018/Decreto/D9616.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2018/Decreto/D9616.htm). Acesso em: nov. 2022.

\_\_\_\_\_. \_\_\_\_\_. 2021a. Presidência da República. Secretaria Geral. Subchefia para Assuntos Jurídicos. Lei nº 14.134, de 08 de abril de 2021. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2019-2022/2021/lei/l14134.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/lei/l14134.htm). Acesso em: nov. 2022.

\_\_\_\_\_, 2021b. Presidência da República. Secretaria Geral. Subchefia para Assuntos Jurídicos. Decreto nº 10.712, de 02 de junho de 2021. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2019-2022/2021/Decreto/D10712.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2019-2022/2021/Decreto/D10712.htm). Acesso em: nov. 2022.

\_\_\_\_\_, 2021c. Presidência da República. Secretaria Geral. Subchefia para Assuntos Jurídicos. Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2019-2022/2021/Lei/L14182.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2019-2022/2021/Lei/L14182.htm). Acesso em: nov. 2022.

\_\_\_\_\_, 2022. Presidência da República. Secretaria Geral. Subchefia para Assuntos Jurídicos. Decreto nº 11.042, de 12 de abril de 2022. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2019-2022/2022/Decreto/D11042.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2019-2022/2022/Decreto/D11042.htm). Acesso em: nov. 2022.

CMSE. Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, 2022. Anexo - Datas de Tendência - 8ª Reunião de Monitoramento da Geração de 2022 - 18/08/2022. Disponível em: [https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cmse/atas/2022/anexo-2\\_datas-de-tendencia-usinas-269a-reuniao-do-cmse-ordinaria-08-09-2022.pdf/@download/file/Anexo%20\\_Datas%20de%20Tend%C3%Aancia%20Usinas%20-%20269%C2%AA%20Reuni%C3%A3o%20do%20](https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cmse/atas/2022/anexo-2_datas-de-tendencia-usinas-269a-reuniao-do-cmse-ordinaria-08-09-2022.pdf/@download/file/Anexo%20_Datas%20de%20Tend%C3%Aancia%20Usinas%20-%20269%C2%AA%20Reuni%C3%A3o%20do%20). Acesso em: set. 2022.

CPG. Click Petróleo e Gás, 2022. Abegás critica interrupção da discussão sobre o gasoduto Subida da Serra e afirma que o Setor de gás será afetado – 09/09/2022. Disponível em: <https://clickpetroleogas.com.br/abegas-critica-interruptao-da-discussao-sobre-o-gasoduto-subida-da-serra-e-afirma-que-o-setor-de-gas-sera-afetado/>. Acesso em: nov. 2022.

CPRM. Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais. Serviço Geológico do Brasil, 2010a. Mapa de Declividade em Percentual do Relevo Brasileiro. Disponível em: <http://www.cprm.gov.br/publique/Gestao-Territorial/Geodiversidade/Mapa-de-Declividade-em-Percentual-do-Relevo-Brasileiro-3497.html> Acesso em: set. 2022.

\_\_\_\_\_. \_\_\_\_\_, 2010b. Mapas de Geodiversidade Estaduais. Disponível em: <http://www.cprm.gov.br/publique/Gestao-Territorial/Gestao-Territorial/Mapas-de-Geodiversidade-Estaduais-1339.html>. Acesso em: set. 2022.

ELETROBRAS, 2019. Mapoteca de Unidades de Conservação. [DG/GG/GGA]. Rio de Janeiro: versão: Outubro de 2019.

EPBR, 2022a. NTS quer entrar no negócio de estoque de GNL e mira novos gasodutos – 22/09/2022. Disponível em: <https://epbr.com.br/nts-quer-entrar-no-negocio-de-estoque-de-gnl-e-mira-novos-gasodutos/>. Acesso em: nov. 2022.

\_\_\_\_\_, 2022b. NTS quer entrar no negócio de estoque de GNL e mira novos gasodutos – 23/09/22. Disponível em: <https://epbr.com.br/nts-quer-entrar-no-negocio-de-estoque-de-gnl-e-mira-novos-gasodutos/0>. Acesso em: nov. 2022.

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. 2022.

\_\_\_\_\_. \_\_\_\_\_, 2020. 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. 2022.

- \_\_\_\_\_. \_\_\_\_\_, 2022a. Caderno de Previsão da Produção de Petróleo e Gás Natural PDE 2032. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2032>. Acesso em: nov. 2022.
- \_\_\_\_\_. \_\_\_\_\_, 2022b. Sistema de Informações Geográficas do Setor Energético Brasileiro - Web Map EPE. Disponível em: <https://gisepeprd.epe.gov.br/webmapepe/>. Acesso em: out. 2022.
- ESRI. Environmental Systems Research Institute, 2022. Arcgis Desktop 10.7.1. Disponível em: <https://www.esri.com/en-us/home>. Acesso em: out. 2022.
- FGV. Fundação Getúlio Vargas, 2022. Índices Gerais de Preços – IGP. Disponível em: <https://portalibre.fgv.br/indices-de-precos>. Acesso em: nov. 2022.
- FUNAI. Fundação Nacional do Índio, 2022. 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: nov. 2022.
- HYDRO, 2021. Hydro assina contrato para fornecimento de gás natural à Alunorte – 09/09/2021. Disponível em: <https://www.hydro.com/pt-BR/imprensa/noticias/2021/hydro-signs-agreement-for-alunorte-natural-gas-supply/>. Acesso em: out. 2022.
- ICMBio. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, 2020. Base de dados do Sistema Informatizado de Monitoria de Reservas Particulares do Patrimônio Natural – SIMRPPN. Disponível em: <http://sistemas.icmbio.gov.br/simrppn/publico>. Acesso: jun. 2020.
- \_\_\_\_\_. \_\_\_\_\_, 2022. Cadastro Nacional de Informações Espeleológicas, 2022. Arquivos em formato shapefile. Disponível em: [https://www.icmbio.gov.br/cecav/images/stories/downloads/Base\\_de\\_dados/Cavernas\\_\\_canie\\_2021\\_geral.zip](https://www.icmbio.gov.br/cecav/images/stories/downloads/Base_de_dados/Cavernas__canie_2021_geral.zip). Acesso em: jun. 2022.
- INCRA. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2022a. Terra Quilombola. Arquivos em formato shapefile. Disponível em: [http://certificacao.incra.gov.br/csv\\_shp/export\\_shp.py](http://certificacao.incra.gov.br/csv_shp/export_shp.py). Acesso em: out. 2022.
- \_\_\_\_\_. \_\_\_\_\_, 2022b. Projetos de Assentamento. Arquivos em formato shapefile. Disponível em: [http://certificacao.incra.gov.br/csv\\_shp/export\\_shp.py](http://certificacao.incra.gov.br/csv_shp/export_shp.py). Acesso em: out. 2022.
- INDE. Infraestrutura Nacional de Dados Espaciais, 2022. Disponível em: <https://www.inde.gov.br/>. Acesso em: set/ 2022.
- INEA-RJ. Instituto Estadual do Ambiente do Rio de Janeiro, 2019. Licença Prévia – LP nº IN050785. Disponível em: <http://sistemas.inea.rj.gov.br/visualizarprocesso/frmRelatorio.aspx?relatorio=1&id=51112&marcaDagua=2>. Acesso em: nov. 2022.
- \_\_\_\_\_. \_\_\_\_\_, 2020. RIMA - Relatório de Impacto Ambiental da UPGN e do Gasoduto de Integração Norte Fluminense – GASINF – agosto 2020. Disponível em: [http://www.inea.rj.gov.br/wp-content/uploads/2020/09/RIMA\\_alta.pdf](http://www.inea.rj.gov.br/wp-content/uploads/2020/09/RIMA_alta.pdf). Acesso em: out. 2022.
- INPE. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 2022. Clima. Distribuições e densidade de probabilidade. Disponível em: <http://clima1.cptec.inpe.br/distribuicao/pt>. Acesso em: out. 2022.
- IPHAN. Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2022. Sítios Arqueológicos Georreferenciados. Arquivos em formato WFS. Disponível em:



<http://portal.iphan.gov.br/geoserver/SICG/ows?service=WFS&version=1.0.0&request=GetFeature>  
Acesso em: out. 2022.

OGJ. Oil & Gas Journal, 2022. Pipeline materials' cost increases lift overall construction price. Oct. 03, 2022. Disponível em: <https://www.ogj.com/pipelines-transportation/pipelines/article/14283934/pipeline-materials-cost-increases-lift-overall-construction-price>. Acesso em: nov. 2022.

MMA. Ministério do Meio Ambiente, 2015a. Portaria MMA nº 42, de 18 de setembro de 2015. DOU nº 181, Seção 1, 21 de setembro de 2015.

\_\_\_\_\_. \_\_\_\_\_, 2015b. Portaria Interministerial nº 60, de 24 de março de 2015. DOU nº 57, Seção 1, 25 de março de 2015.

\_\_\_\_\_. \_\_\_\_\_, 2022. Delimitação das Unidades de Conservação do Brasil. Arquivos em formato shapefile. Disponível em: <http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm> Acesso: out. 2022.

MME. Ministério de Minas e Energia, 2021. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético, 2021a. Portaria nº 1.098, de 6 de dezembro de 2021. Disponível em: <https://in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-1.098/spe/mme-de-6-de-dezembro-de-2021-365059189>. Acesso em: out. 2022.

PETRONOTÍCIAS, 2022. ABEGÁS diz que judicializar discussão sobre gasoduto Subida da Serra vai prejudicar a abertura do mercado – 08/09/2022. Disponível em: <https://petronoticias.com.br/abegas-diz-que-judicializar-discussao-sobre-gasoduto-subida-da-serra-vai-prejudicar-a-abertura-do-mercado/>. Acesso em: nov. 2022.

PRESTON PUBLISH 2022. Preston Pipe & Tube Report, edição Agosto/2022. Disponível em: <https://prestonpipe.com/publications/>. Acesso em: out. 2022.

REVISTA ALUMINIO, 2021a. Hydro firma acordo para uso de gás natural na Alunorte em 2022 – 20/04/2021. Disponível em: <https://revistaaluminio.com.br/hydro-firma-acordo-para-uso-de-gas-natural-na-alunorte-em-2022/>. Acesso em: out. 2022.

\_\_\_\_\_, 2021b. Hydro investe R\$ 1,3 bilhão na troca de combustível da Alunorte – 13/12/2021. Disponível em: <https://revistaaluminio.com.br/hydro-investe-r-13-bilhao-na-troca-de-combustivel-da-alunorte/>. Acesso em: out. 2022.

TAG. Transportadora Associada de Gás Natural, 2022. Press Release. CELSE e TAG celebram a assinatura do Contrato de Conexão de Acesso para interligação do Terminal de GNL em Sergipe – 13/06/2022. Disponível em: <https://ntag.com.br/press-releases/celse-e-tag-celebram-a-assinatura-do-contrato-de-conexao-de-acesso-para-interligacao-do-terminal-de-gnl-em-sergipe/>. Acesso em: nov. 2022.