Empresa de Pesquisa Energética

Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural

2021

NOVEMBRO DE 2021

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

PÁTRIA AMADA BRASIL GOVERNO FEDERAL

NOTA TÉCNICA EPE/DPG/SPG/04/2021

Supervisão
Heloísa Borges Esteves

Coordenação Geral
Marcos Frederico Farias de Souza

Coordenação Executiva
Marcelo Ferreira Alfradique

Coordenação Técnica
Gabriel de Figueiredo da Costa

Equipe Técnica
Ana Claudia Sant'Ana Pinto
Carolina Oliveira de Castro
Claudia Maria Chagas Bonelli
Henrique Plaudio G. Rangel
Luiz Paulo Barbosa da Silva
André Cassino Ferreira
Elisangela Medeiros de Almeida
Glauce Maria Lieggio Botelho
Hermani de Moraes Vieira
Thiago Galvão
Thacilla Carolinne Fonseca de Souza (Estagiária)

Suporte Administrativo
Alize de Fátima Antunes Leal

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

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

PÁTRIA AMADA BRASIL GOVERNO FEDERAL

Ministro de Estado
Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Junior

Secretária-Executiva
Marisete Fátima Dadald Pereira

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

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

epe 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

Histórico de Revisões

Rev.	Data	Descrição
0	16/12/2021	Publicação Original
1	21/12/2021	Atualização no projeto Gás Associado Mar Costeiro (Bacia de Camamu-Almada)

Sumário

1. Introdução **1**
2. Metodologia **3**
2.1. Seleção dos Projetos Típicos 3
2.2. Definição das Premissas 5
2.3. Estimativas de CAPEX 6
2.4. Traçados e Análise Socioambiental 7
3. Análise de Projetos Onshore **9**
3.1. Gás Associado *Onshore* (Bacia do Solimões) 9
3.2. Gás Não Associado *Onshore* (Bacia do Solimões) 12
3.3. Gás Não Associado *Onshore* (Bacia do Parnaíba) 16
4. Análise de Projetos *Offshore* no Pré-Sal **21**
4.1. Gás Associado no Pré-Sal (Bacia de Campos) 21
4.2. Gás Associado no Pré-Sal (Bacia de Santos) *tie-back* 1 24
4.3. Gás Associado no Pré-Sal (Bacia de Santos) *tie-back* 2 25
5. Análise de Projetos *Offshore* no Pós-Sal **28**
5.1. Gás Mar Costeiro (Bacia de Camamu-Almada) 28
5.2. Gás Associado Água Profunda (Bacia do Espírito Santo) 34
5.3. Gás Não Associado Água Profunda (Bacia de Sergipe-Alagoas) 37
5.4. Gás Associado Água Ultra-Profunda (Bacia de Campos) 41
5.5. Gás Não Associado Água Ultra-Profunda (Bacia do Espírito Santo) 42
6. Análise de Hubs *Offshore* **45**
6.1. Hub na Bacia de Campos 45
6.2. Hub na Bacia do Espírito Santo 46
6.3. Hub na Bacia de Sergipe-Alagoas 48
7. Resultados e Discussão **51**
8. Atualizações sobre Projetos **53**
9. Considerações finais **55**
10. Referências bibliográficas **57**

Índice de Figuras

Figura 1. Metodologia de análise das alternativas 3
Figura 2. Mapa de campos de produção, blocos exploratórios e gasodutos de transporte 4
Figura 3. Gás Associado *Onshore* (Bacia do Solimões) 9
Figura 4. Áreas de relevância socioambiental na região de implantação do gasoduto na Bacia do Solimões 12
Figura 5. Gás Não Associado *Onshore* (Bacia do Solimões) 13
Figura 6. Áreas de relevância socioambiental na região de implantação do gasoduto na Bacia do Solimões 16
Figura 7. Gás Não Associado *Onshore* (Bacia do Parnaíba) 17
Figura 8. Áreas de relevância socioambiental na região de implantação do gasoduto na Bacia do Parnaíba 20
Figura 9. Gás Associado no Pré-Sal (Bacia de Campos) 21
Figura 10. Áreas de relevância socioambiental na região referencial de chegada do gasoduto 23
Figura 11. Gás Associado no Pré-Sal (Bacia de Santos) *tie-back* 1 24
Figura 12. Gás Associado no Pré-Sal (Bacia de Santos) tie-back 2 26
Figura 13. Gás Associado Mar Costeiro (Bacia de Camamu-Almada) 29
Figura 14. Gás Não Associado Mar Costeiro (Bacia de Camamu-Almada) 31
Figura 15. Áreas de relevância socioambiental na região de chegada dos gasodutos 34
Figura 16. Gás Associado Água Profunda (Bacia do Espírito Santo) 35
Figura 17. Áreas de relevância socioambiental na região de chegada do gasoduto 37
Figura 18. Gás Não Associado Água Profunda (Bacia do Sergipe-Alagoas) 38
Figura 19. Áreas de relevância socioambiental na região de chegada do gasoduto 40
Figura 20. Gás Associado Água Ultra-Profunda (Bacia de Campos) 41
Figura 21. Gás Não Associado Água Ultra-Profunda (Bacia do Espírito Santo) 43
Figura 22. Hub na Bacia de Campos 45
Figura 23. Hub na Bacia do Espírito Santo 47
Figura 24. Hub na Bacia do Sergipe-Alagoas 49
Figura 25. Mapa de localização das alternativas de gasodutos de escoamento estudadas 52

Índice de Tabelas

Tabela 1. CAPEX do gasoduto de escoamento para Gás Associado *Onshore* (Bacia do Solimões) 10
Tabela 2. CAPEX do gasoduto de escoamento para Gás Não Associado *Onshore* (Bacia do Solimões) 14
Tabela 3. CAPEX do gasoduto de escoamento para Gás Não Associado *Onshore* (Bacia do Parnaíba) 18
Tabela 4. CAPEX do gasoduto de escoamento para Gás Associado no Pré-Sal (Bacia de Campos) 22
Tabela 5. CAPEX do gasoduto de escoamento para Gás Associado no Pré-Sal (Bacia de Santos) *tie-back* 1 25
Tabela 6. CAPEX do gasoduto de escoamento para Gás Associado no Pré-Sal (Bacia de Santos) *tie-back* 2 27
Tabela 7. CAPEX do gasoduto de escoamento para Gás Associado Mar Costeiro (Bacia de Camamu-Almada) 30
Tabela 8. CAPEX do gasoduto de escoamento para Gás Não Associado Mar Costeiro (Bacia de Camamu-Almada) 32
Tabela 9. CAPEX do gasoduto de escoamento para Gás Associado Água Profunda (Bacia do Espírito Santo) 36
Tabela 10. CAPEX do gasoduto de escoamento para Gás Não Associado Água Profunda (Bacia do Sergipe-Alagoas) 39
Tabela 11. CAPEX do gasoduto de escoamento para Gás Associado Água Ultra-Profunda (Bacia de Campos) 42
Tabela 12. CAPEX do gasoduto de escoamento para Gás Não Associado Água Ultra-Profunda (Bacia do Espírito Santo) 44
Tabela 13. CAPEX do gasoduto de escoamento para o Hub na Bacia de Campos 46
Tabela 14. CAPEX do gasoduto de escoamento para o Hub na Bacia do Espírito Santo 47
Tabela 15. CAPEX do gasoduto de escoamento para o Hub na Bacia do Sergipe-Alagoas 49
Tabela 16. Resumo dos Projetos analisados no PIPE 2021 51
Tabela 17. Andamento dos Projetos analisados no PIPE 2019 54

1. Introdução

A EPE apresenta a segunda edição do Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural (PIPE). O PIPE compõe o conjunto de planos indicativos que a Diretoria de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (DPG) publica periodicamente, juntamente com o Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG) e o Plano Indicativo de Terminais de GNL (PITER), os quais apresentam os resultados dos estudos do planejamento energético integrado para o setor de gás natural (EPE, 2019a; 2019b; 2020a; 2021a). Esse plano segue os objetivos do Programa Novo Mercado de Gás, o qual subsidiou a elaboração da Nova Lei do Gás (Lei nº 14.134 de 8 de abril de 2021) e seu decreto regulamentador (Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021), visando a formação de um mercado de gás natural aberto, dinâmico e competitivo, contribuindo para o desenvolvimento econômico do País.

Ao apresentar alternativas de escoamento tanto em ambientes *onshore* quanto *offshore* de forma indicativa, o PIPE busca fomentar investimentos colaborando também com as diretrizes do Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE) e do Programa de Revitalização e Incentivo à Produção de Campos Marítimos (Promar), ambos do Governo Federal.

Um dos objetivos do REATE é revitalizar as atividades de exploração e produção (E&P) em áreas terrestres. Neste sentido, o PIPE apresenta: duas alternativas de escoamento em ambiente *onshore* de possíveis acumulações na Bacia do Solimões, e uma alternativa na Bacia do Parnaíba.

No ambiente *offshore*, o programa Promar objetiva o melhor aproveitamento dos recursos petrolíferos nacionais, o aumento do pagamento das participações governamentais, a geração de empregos e a ampliação da indústria de bens e serviços voltados para a atividade de E&P de petróleo e gás natural em áreas marítimas. Neste sentido, o PIPE apresenta doze projetos *offshore*: três na Bacia de Campos, dois na Bacia de Santos, três na Bacia do Espírito Santo, dois na Bacia de Camamu-Almada e dois na Bacia de Sergipe-Alagoas.

O PIPE tem como objetivo principal apresentar os projetos de gasodutos de escoamento e polos de processamento de gás natural (UPGNs - unidades de processamento de gás natural) em nível conceitual, cujas análises técnico-econômicas e socioambientais deverão ser detalhadas e comparadas com outras alternativas de monetização pelos agentes de mercado para avaliação da FID (*Final Investment Decision* – Decisão Final de Investimento). Em havendo interesse do mercado por estas alternativas, os projetos podem contribuir para o aumento da oferta de gás e, por conseguinte, trazer maior flexibilidade e segurança de abastecimento desse energético.

Dentre os demais objetivos do PIPE, destacam-se:

• a diminuição da assimetria de informação evidenciada sobre áreas potenciais de produção líquida, capacidade de processamento, condicionantes socioambientais e propostas preliminares de traçados de gasodutos de escoamento, contribuindo para a identificação de oportunidades de novos gasodutos e polos que não tenham sido identificados em estudos anteriores;

• disseminação dos critérios de avaliação utilizados para a elaboração deste estudo;

• coordenação de expectativas e interesses entre os agentes da indústria de gás natural, visando à promoção de investimentos em gasodutos de escoamento e plantas de processamento de gás natural no País.

Ao analisar as perspectivas de oferta, de acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 (PDE 2030), elaborado pela EPE, nota-se que a parcela da produção de gás natural sustentada

somente por recursos da categoria de reservas alcança os maiores volumes em 2028, quando se atinge um pico de produção próximo de 183 milhões de m^3/dia. No decênio, as maiores contribuições estão associadas às Bacias de Santos, Campos, Solimões e Parnaíba. A maior proporção do gás natural a ser produzido no decênio é de gás associado, sendo 85% do total previsto para 2030 nas Bacias de Campos e Santos. No caso do gás natural não associado, mantém-se a influência predominante das unidades produtivas das Bacias de Barreirinhas, Campos, Parnaíba, Santos, Sergipe-Alagoas e Solimões. Segundo o mesmo documento, espera-se a partir de 2025 um aumento na produção líquida de gás natural através da entrada de novos projetos, com destaque para as Bacias de Sergipe-Alagoas e Solimões e o início da produção do excedente da Cessão Onerosa (EPE, 2020b).

Ademais, diante do sucesso do segundo Leilão de Oferta Permanente no final de 2020, onde foram arrematados 17 blocos exploratórios, além de uma área de acumulação marginal, é prevista a necessidade de ampliação da infraestrutura de escoamento de gás natural para atender a tais projetos e suportar as perspectivas de aumento da produção nacional. Diante das previsões de aumento da oferta de gás natural, publicadas no PDE 2031, é também vislumbrada a possibilidade de novos projetos contemplando expansões na infraestrutura de escoamento de gás natural.

Neste sentido, cabe mencionar que há diferentes formas de monetização do gás natural, e a decisão sobre qual deve ser utilizada dependerá de diversos fatores, entre os quais destacam-se: preços do óleo, do gás natural e do GNL; condições de oferta e demanda e investimentos necessários em infraestrutura de escoamento, processamento e movimentação do gás natural (EPE, 2020c; 2020d).

Do ponto de vista da demanda, destaca-se a retomada da economia mundial e brasileira com a redução da pandemia de Covid-19. Observa-se neste período um aumento expressivo da demanda mundial por energia, o que tem provocado uma escassez de oferta de óleo e gás natural no mundo. É previsto que a relação entre oferta e demanda destes combustíveis ainda permaneça desalinhada por um tempo, sendo refletida nos preços atuais e nas projeções de preços dessas *commodities* para os próximos anos. Isso reforça a necessidade de expansão da infraestrutura de escoamento de gás para que seja disponibilizado uma maior oferta do energético no mercado nacional, ponto principal do PIPE.

Em termos de divisão do documento, inicialmente, é apresentada a metodologia utilizada para a seleção de projetos típicos, suas premissas, estimativas de CAPEX (*Capital Expenditure*) e as condições da análise socioambiental. A seguir, são analisadas as alternativas de projetos na seguinte ordem: *onshore*, *offshore* no pré-sal[1], *offshore* no pós-sal e *hubs offshore*. Na sequência, os resultados são apresentados e discutidos focando-se nos condicionantes que podem influenciar sua viabilidade, bem como nas perspectivas de implementação de cada projeto. Por fim, é apresentado o andamento das alternativas de projetos do PIPE 2019 ou empreendimentos similares no País.

[1] O pré-sal geológico, classificação considerada no presente documento, é uma sequência de rochas sedimentares formadas há mais de 100 milhões de anos, a partir da separação dos atuais continentes americano e africano. A camada de sal que, atualmente, pode chegar a 2km de espessura depositou-se sobre a matéria orgânica acumulada, retendo-a por milhões de anos, até que processos termoquímicos transformassem a camada orgânica em petróleo e gás natural (PETROBRAS, 2021a).

2. Metodologia

Nesta seção serão apresentadas as metodologias de análise simplificada que foram utilizadas para estimativa dos projetos selecionados, considerando as seguintes etapas: seleção de projetos típicos, definição das premissas, estimativas de CAPEX e análise socioambiental. A Figura 1 resume as etapas da metodologia.

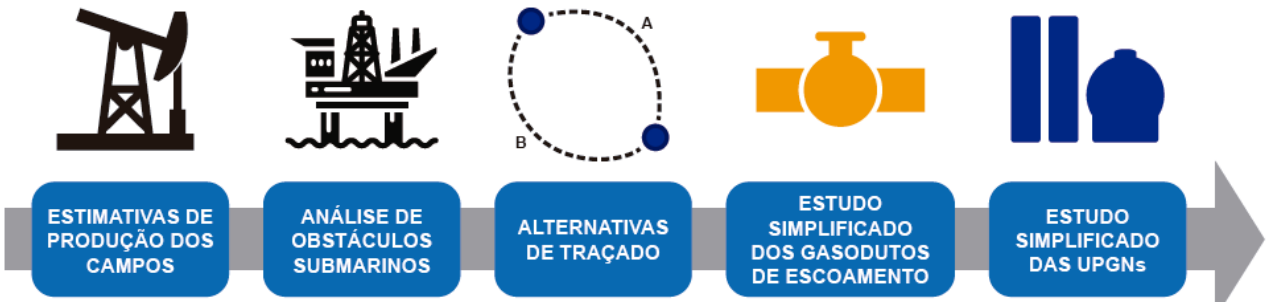

Figura 1. Metodologia de análise das alternativas
Fonte: Elaboração Própria.

Na caracterização geral do projeto, serão abordados os seguintes itens: a definição da origem, do destino, da extensão e da capacidade do gasoduto de escoamento; a estimativa da produção potencial definindo a capacidade dos projetos analisados, e finalmente a análise da infraestrutura de escoamento e processamento de gás natural.

Com relação à análise da viabilidade técnico-econômica, serão apresentadas as premissas técnicas e orçamentárias do empreendimento, bem como a estimativa de CAPEX do projeto. Finalmente, na análise socioambiental serão apresentados os critérios utilizados para definição de traçado, além da indicação de áreas com restrições socioambientais. Também serão indicados os elementos que devem ser observados no processo posterior de licenciamento ambiental de cada alternativa pelos empreendedores.

2.1. Seleção dos Projetos Típicos

Os projetos típicos foram selecionados de acordo com a seguinte classificação, em função do ambiente e da lâmina d´água: *onshore*, *offshore* mar costeiro, *offshore* águas profundas, *offshore* águas ultra-profundas. Esses projetos foram escolhidos em função do tipo de gás natural: associado e não associado. Nos casos *offshore*, também foram selecionados projetos em função das características do reservatório: pós-sal ou pré-sal (conforme classificação geológica).

Os projetos a serem simulados foram construídos a partir de dados de E&P provenientes de blocos exploratórios e campos produtores existentes. Para a análise das alternativas de gasoduto, a modelagem considerou as características de E&P análogas às de um projeto típico na mesma bacia sedimentar, com mesma classificação de lâmina d'água no caso dos projetos *offshore*, o qual já possuía a infraestrutura de escoamento de gás natural necessária. Todos os projetos escolhidos para análise se encontram em território nacional e ainda não são atendidos por gasodutos de escoamento.

Na Figura 2 são apresentados os campos de produção e os blocos exploratórios sob concessão, além dos blocos de oferta permanente disponíveis, gratuitamente, para consulta na base de dados GeoAnp (ANP, 2021a).

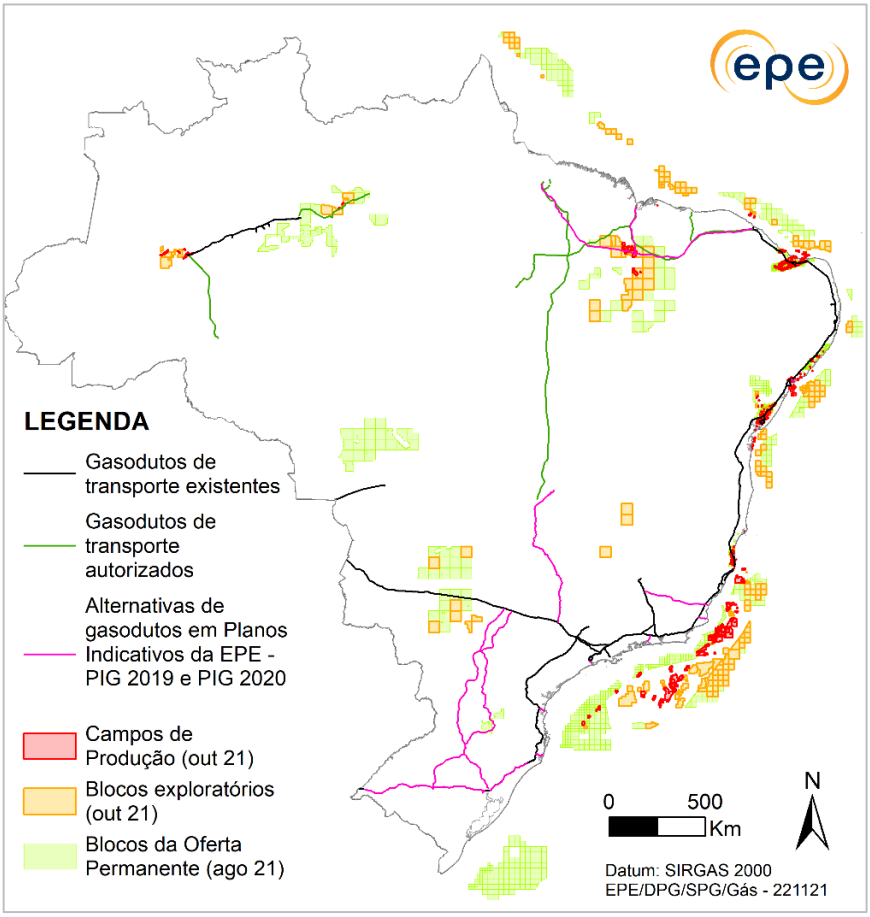

Figura 2. Mapa de campos de produção, blocos exploratórios e gasodutos de transporte
Fonte: Elaboração Própria com base em ANP (2021a).

Com base principalmente nos blocos exploratórios apresentados, além dos projetos em ambiente *onshore* (com gás associado e não associado), foram analisados projetos em ambiente *offshore* no pós-sal (com gás associado e não associado) localizados em mar costeiro (< 500 m de lâmina d'água), águas profundas e águas ultra-profundas (> 1.500 m de lâmina d'água). Com relação ao ambiente *offshore* no pré-sal geológico, foram analisados projetos com dois cenários distintos de desenvolvimento da produção. O primeiro cenário consistiu em um sistema chamado de *stand-alone*, que correspondeu a uma infraestrutura flutuante dedicada para o projeto, independente de infraestruturas relacionadas a outros campos. Já o segundo cenário se baseou em um sistema do tipo *tie-back,* considerando conexão a uma infraestrutura flutuante já existente em outro campo produtor. Em ambos os cenários, as correntes de gás natural tratadas seriam movimentadas até à costa através de gasodutos de escoamento.

Foram ainda analisados *hubs offshore* de gás natural, formados por plataformas flutuantes de produção, armazenamento e transferência (FPSOs) com capacidade para recebimento de correntes de gás natural provenientes de diversos campos produtores e posterior processamento primário, compressão e escoamento destas correntes tratadas por gasodutos de escoamento até as UPGNs selecionadas.

No total foram analisados 15 casos, sendo 3 em ambiente terrestre, e 12 em ambiente marítimo incluindo 3 projetos em ambiente *offshore* no pré-sal, 6 projetos em ambiente *offshore* no pós-sal e 3 *hubs offshore*.

2.2. Definição das Premissas

Após a seleção dos projetos típicos, buscaram-se dados de E&P em blocos exploratórios e campos produtores brasileiros correspondentes a estes projetos, que foram utilizados para compor as características relevantes de cada alternativa.

Os dados de entrada para a simulação dos projetos foram pesquisados em plataformas específicas, planos, boletins e apresentações, como a plataforma Vantage, Planos de Avaliação de Descobertas de Petróleo ou Gás Natural (PAD)[2], Planos de Desenvolvimento, Sumários Executivos e informações disponibilizadas publicamente pelas empresas operadoras. Entre estes dados, citam-se, por exemplo:

- volumes de reservas recuperáveis;
- características do reservatório (como profundidade, pressão, temperatura e dimensões);
- características do fluido e as respectivas razões entre fluidos produzidos;
- quantidades de poços;
- curva de produção;
- *design* dos equipamentos de superfície;
- entre outros.

No caso dos *hubs offshore*, foram consideradas ainda as premissas típicas para os projetos localizados na bacia sedimentar onde cada *hub* estaria localizado. Grande parte destas informações foi obtida com o acesso a bases de dados de custos[3].

A escolha dos projetos análogos às alternativas analisadas, para utilização de dados de E&P provenientes de blocos exploratórios ou campos produtores existentes nas simulações das novas alternativas de gasodutos de escoamento, levou em consideração os seguintes critérios de similaridade:

- Profundidade da lâmina d'água;
- Distância entre a origem e o destino dos gasodutos;
- Vazão de gás natural a ser escoada pelo projeto;
- Diâmetro e espessura da tubulação (definidos com base na vazão e distância); e
- Tecnologia escolhida para a UPGN (adotou-se como padrão a Turboexpansão).

As análises consideraram um caso hipotético, no qual o bloco exploratório ou o campo produtor selecionado como origem do gasoduto de escoamento venha a produzir gás natural associado ou não associado, em volumes similares aos indicados. No detalhamento dos projetos pelos empreendedores, caso o tipo de gás natural, a extensão do gasoduto de escoamento, o volume produzido, características do reservatório e/ou a profundidade da lâmina d´água sejam diferentes daqueles indicados no presente plano indicativo, os valores devem ser reavaliados pelas empresas correspondentes.

[2] Documento elaborado pelo contratado, a qualquer tempo na fase de exploração, que descreve a descoberta realizada e apresenta um programa de trabalho com as atividades, prazos e investimentos necessários para a sua avaliação (ANP, 2021b).

[3] Foi utilizada a plataforma Vantage, da IHS Markit, que possui uma robusta base de dados em atributos técnico-econômicos de ativos onshore e offshore de projetos de E&P, constantemente atualizada e alimentada por fontes reconhecidas no mercado.

Deve-se ressaltar que não necessariamente os blocos escolhidos para cada alternativa poderão vir a produzir gás natural associado ou não associado, e que os volumes indicados podem ser maiores ou menores do que aqueles efetivamente produzidos futuramente, dadas as incertezas intrínsecas às atividades de E&P.

2.3. Estimativas de CAPEX

As estimativas de CAPEX de cada uma das alternativas foram calculadas utilizando-se um *software* de custo [4]. Os custos totais foram estimados para cada projeto de forma a compor um cenário de desenvolvimento de produção englobando todos os equipamentos, materiais e serviços relacionados às atividades de E&P. A partir daí, foi feito um recorte apenas dos custos do sistema de escoamento, considerando-se as seguintes rubricas:

- Materiais e Equipamentos;
- Construção e Montagem;
- Projeto de Engenharia;
- Seguros e Certificação; e
- Contingências.

Para os três *hubs offshore*, foram considerados os custos completos do sistema de movimentação de gás natural incluindo, além das rubricas destacadas referentes à plataforma FPSO em si, seus equipamentos de *topside* relacionados às etapas de redirecionamento e compressão do gás natural, principalmente.

Os custos das UPGNs foram estimados considerando a expressão elaborada pela EPE em seus estudos sobre monetização de gás natural (EPE, 2020d), corrigidos para junho de 2021 pelo uso do índice CEPCI. Observou-se um aumento de 15,14% nos custos das instalações relacionadas à indústria química entre 2019 e 2021 (CE, 2020; 2021); portanto, para uma mesma capacidade, os custos apresentados no presente PIPE 2021 são cerca de 15% maiores do que aqueles considerados na referida Nota Técnica (EPE, 2020d).

Considerando a dolarização dos custos de equipamentos geralmente adotada no setor de óleo e gás, o CAPEX foi estimado em dólares e posteriormente convertido em reais, considerando o câmbio de R$ 5,20 /US$ em todos os casos. Porém, não necessariamente foi considerado que os equipamentos, materiais e serviços serão importados ou irão utilizar mão de obra estrangeira, podendo ser realizadas contratações e compras nacionais, sempre que houver capacidade de atendimento pela indústria nacional, e que os custos forem iguais ou menores do que as estimativas apresentadas. Sendo assim, embora as estimativas de custo tenham sido construídas com base nos valores em dólares, na prática poderiam ser preços nacionais considerando o custo de oportunidade internacional.

[4] Foi utilizado o *software* Que$tor, da empresa IHS Markit, o qual permite a determinação de custos de projetos de CAPEX, OPEX e ABEX a partir de uma base de custos regionais e informações técnicas.

2.4. Traçados e Análise Socioambiental

O desenvolvimento dos traçados referenciais para os gasodutos indicados é resultante da aplicação simultânea da ferramenta Ambientrans[5], em conjunto com a metodologia de análise de convergência desenvolvida pela EPE, no sentido de possibilitar alternativas factíveis de traçados.

Na análise de convergência, são elaborados traçados preliminares pelos analistas no intuito de vislumbrar as diversas opções de interligação do gasoduto, considerando proposições baseadas em critérios definidos pela equipe. Os traçados devem estar norteados pela inserção de pontos notáveis, com vistas a justificar os principais vértices relacionados às respectivas proposições de traçado, tais como:

- desvio de cavas de mineração;
- travessias (corpos hídricos, áreas úmidas, relevo acidentado);
- desvio de edificações e benfeitorias rurais;
- afastamento de cavernas;
- dentre outros.

A análise de convergência considera que dois ou mais analistas devem participar da atividade, elaborando os traçados individualmente (duplo-cego), sem ciência ou interferência de terceiros. Para uso do Ambientrans, devem ser selecionados previamente os aspectos socioambientais mais relevantes da região de estudo e atribuir valores de superfície de atrito e pesos. A ferramenta, ao fim de todo o processo, elabora um corredor e uma diretriz de traçado. Em ambas as metodologias, são utilizados dados georreferenciados públicos, provenientes das bases de dados do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), do Serviço Geológico do Brasil (CPRM), da Fundação Nacional do Índio (FUNAI), do Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária (INCRA) e do Ministério de Meio Ambiente (MMA), entre outros. Além disso, foram consultadas imagens de satélite também públicas, disponíveis no programa Google Earth® da empresa Google.

A partir do conjunto de traçados preliminares e da diretriz do Ambientrans, é realizada a sobreposição dessas propostas, para fins de análise, comparação e ajustes. Considerando a máxima convergência dos traçados, é definido o traçado referencial.

Cabe destacar que não foram realizados, no âmbito do PIPE, trabalhos de campo, investigações geotécnicas e geológicas 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 é um estudo a nível de planejamento indicativo de longo prazo. Sendo assim, os detalhamentos construtivos e socioambientais de cada alternativa deverão ser realizados em etapas posteriores relacionadas ao licenciamento ambiental.

A maioria das extensões das alternativas de gasodutos de escoamento não consideraram as variações topográficas e a morfologia do assoalho oceânico. Logo, recomenda-se que o agente interessado verifique as extensões e diâmetros reais de cada projeto com base nos resultados dos estudos de detalhamento.

As propostas dos traçados referenciais estão baseadas no seguinte conjunto de premissas:

- Perseguir o menor caminho (extensão em km);

[5] Ferramenta desenvolvida pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel (Grupo Eletrobrás) em linguagem de programação Python e implementada em formato Toolbox no ArcGIS para a elaboração de corredores ou traçados para infraestruturas lineares.

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

Para os casos nos quais os gasodutos de escoamento têm origem e destino em ambiente marítimo, não foram realizadas análises socioambientais devido à necessidade de realização de pesquisas de campo específicas nas áreas afetadas, além de serem necessárias bases de dados oceanográficas detalhadas.

3. Análise de Projetos Onshore

Nesta Seção serão descritos os três projetos *onshore* analisados, sendo dois deles na Bacia do Solimões (um de gás associado próximo a UPGN existente, e um de gás não associado distante da infraestrutura atual), e um deles na Bacia do Parnaíba (gás não associado distante de instalações existentes).

3.1. Gás Associado *Onshore* (Bacia do Solimões)

O projeto de gás associado *onshore* analisado teve como base os projetos existentes na Bacia do Solimões que se encontram próximos ao Bloco SOL-T-170 e à UPGN Urucu/AM, que processa o gás natural coletado dos campos ao redor e envia posteriormente o gás natural especificado para a malha de distribuição da Cigás, por meio do gasoduto de transporte Urucu-Coari-Manaus. Na Figura 3, o projeto é apresentado esquematicamente.

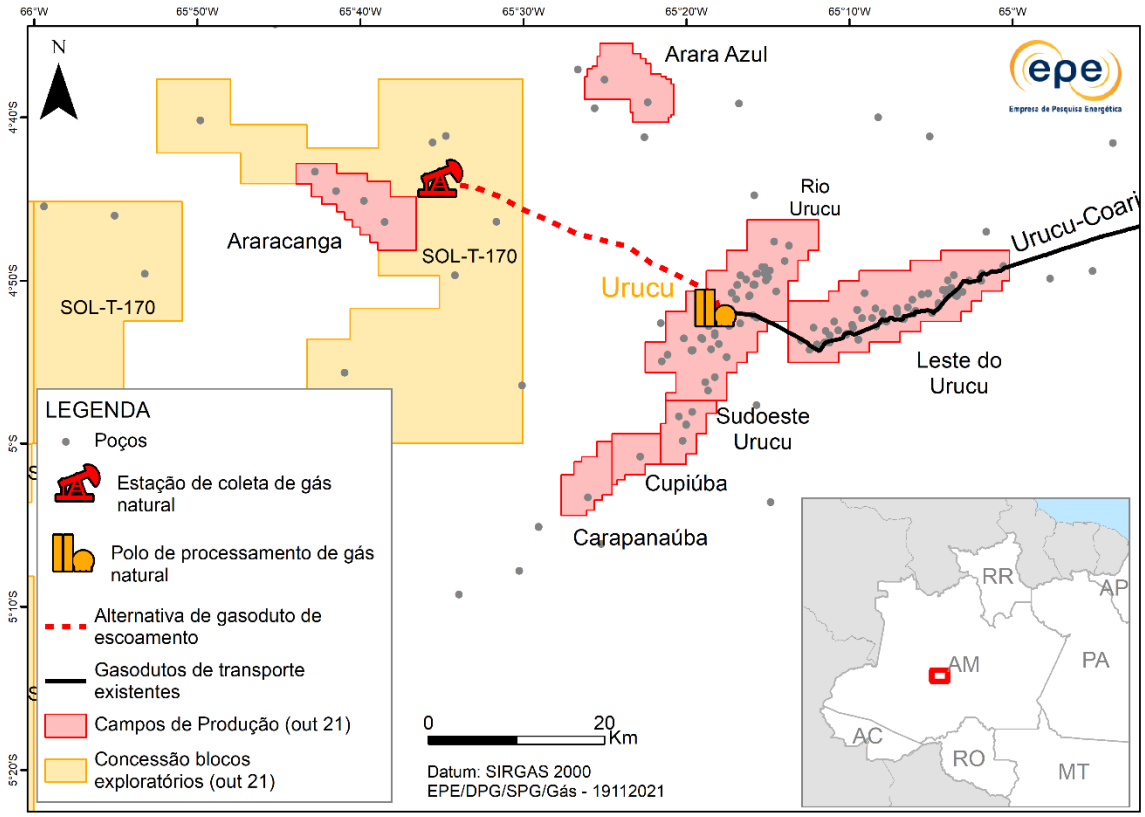

Figura 3. Gás Associado *Onshore* (Bacia do Solimões)
Fonte: Elaboração Própria.

Devido à similaridade com campos existentes, foi escolhida uma vazão de gás natural média de 2,7 milhões de m³/dia. Foi considerada como premissa uma distância de 34 km entre a estação de coleta de gás e o ponto onde ocorreria a conexão com a malha de escoamento existente, resultando em um gasoduto de escoamento com 34 km de extensão e 12 polegadas de diâmetro.

No caso da UPGN, a capacidade adicional de 2,7 milhões de m³/d poderia ser estabelecida como uma nova UPGN próxima à existente em Urucu/AM, ou como o pagamento pelo acesso de terceiros a esta instalação, por meio da assinatura de um contrato sob a égide da Nova Lei do Gás (artigo 28 da Lei

nº 14.134/2021, e artigo 16 do Decreto nº 10.712/2021). Para fins de estimativa de custos, foi considerada a instalação de uma nova UPGN, porém a opção do acesso de terceiros poderá vir a ser escolhida pelos empreendedores, caso tenha custo igual ou menor do que esta alternativa, e caso as condições de acesso sejam satisfatoriamente atendidas (composição do gás natural, pressão, variações na vazão, entre outras). Na Tabela 1, é apresentado o resumo dos custos para esta alternativa.

Tabela 1. CAPEX do gasoduto de escoamento para Gás Associado *Onshore* (Bacia do Solimões)

Descrição	R$ mi	
Custos Diretos		
Materiais e Equipamentos	32,7	44%
Construção e Montagem	23,1	31%
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	7,7	10%
Seguros e Certificação	0,6	1%
Contingências	9,6	13%
INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/21)	**73,7**	**100%**

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

No caso da UPGN, considerando-se a tecnologia de Turboexpansão, estimou-se o CAPEX em R$ 1,6 bilhão, relacionado à instalação de uma nova unidade de processamento próxima às instalações existentes em Urucu/AM.

Análise Socioambiental – Bacia do Solimões

O traçado referencial definido para o gasoduto mede 34 km e atravessa dois municípios do centro amazonense, partindo de um ponto hipotético no Bloco SOL-T-170, em Tefé, seguindo até a UPGN, no Polo Urucu, em Coari.

O traçado foi delineado por meio da aplicação simultânea da ferramenta Ambientrans, em conjunto com a metodologia de análise de convergência desenvolvida pela EPE, no sentido de possibilitar alternativas factíveis de traçados, a fim de buscar a máxima convergência entre eles. A diretriz foi estabelecida buscando a menor interferência sobre cursos d'água e superfícies de inundação.

A diretriz definida cruza região de floresta amazônica extremamente preservada, com ausência de acesso rodoviário ou demais infraestruturas. Portanto, a construção do gasoduto representará um grande desafio logístico, sendo necessário utilizar transporte aéreo e fluvial para a chegada de equipamentos na região. Em virtude do alto grau de preservação da região, é indicado que a implantação do empreendimento seja realizada evitando a abertura de acessos que possam se transformar em frentes de desmatamento.

Constam na base de dados consultada relevo de tabuleiros e planícies aluvionares com taxas de declividades de plano (0 a 3%) e suave ondulado (3 a 8), segundo dados da CPRM (2004). Do ponto de vista topográfico, essas unidades não representam maiores complexidades para a implantação do gasoduto.

O relevo de tabuleiros está associado a depósitos inconsolidados (Q1i) da Formação Içá, como areia, cascalho, argila, silte e turfas. Já as planícies aluvionares representam depósitos aluvionares (Q2a), que correspondem a materiais de granulometria e composições diversas, sinalizando complexidade geotécnica dos terrenos. O traçado foi elaborado com vistas a minimizar travessias com cursos d'água e respectivas superfícies de inundação. É importante ressaltar que os limites das unidades geológicas mencionadas provavelmente apresentam imprecisões cartográficas, já que a base consultada foi desenvolvida para o território brasileiro, portanto, de caráter referencial. Ambas as unidades apresentam fortes indícios de complexidade geotécnica em relação à composição dos materiais, bem como pela presença de solos saturados em água.

O traçado sugerido realiza travessias sobre três cursos d'água, sendo o rio Urucu o mais relevante. O contexto do Bioma Amazônia em que se encontra a área de estudo, considerando a travessia de cursos d'água e as condições geotécnicas mencionadas, sinaliza sobrecustos para a fase construtiva ao longo de todo o caminhamento do duto.

A área de estudo possui proximidade com um processo minerário em fase de disponibilidade (areia), não indicando possibilidade de interferências futuras.

O traçado atravessa o campo de produção de gás natural Rio Urucu. Portanto, quando da definição do traçado final do gasoduto, deve-se ter atenção aos equipamentos de produção e escoamento dos campos de gás natural existentes na região.

De acordo com a base de dados consultada, o traçado referencial definido para o gasoduto não cruza com terras indígenas, unidades de conservação, territórios quilombolas ou Áreas Prioritárias para a Conservação, Utilização Sustentável e Repartição dos Benefícios da Biodiversidade (APCBs).

Destaca-se que no interior do bloco exploratório SOL-T-170, de onde parte a diretriz referencial, há trechos de APCBs e da zona de amortecimento (ZA) da Floresta Nacional (FLONA) de Tefé, que devem ser evitados durante a definição do traçado final do gasoduto.

No ano de 2020, foi publicado o Estudo Ambiental de Área Sedimentar na Bacia Terrestre do Solimões (PIATAM/COPPETEC e EPE, 2020) que, dentre outros resultados, classificou a bacia em regiões aptas ou não aptas (isto é, adequadas ou inadequadas) para exploração de petróleo e gás natural. A diretriz proposta para o gasoduto está integralmente inserida em área classificada como apta, cujas condições e características socioambientais, identificadas a partir do Estudo, são compatíveis com atividades e empreendimentos de exploração e produção de petróleo e gás natural, mediante a utilização das melhores práticas da indústria.

O documento traz recomendações ao licenciamento ambiental, tais como: i) priorizar alternativas tecnológicas que minimizem a largura da faixa de servidão para os dutos de escoamento; e ii) estabelecer programa de controle de processos erosivos gerados pela implantação dos poços, dutos de escoamento e unidades de processamento. Portanto, caso o gasoduto venha a ser construído, tais recomendações devem ser consideradas no âmbito do processo de licenciamento.

Na Figura 4 é apresentada a caracterização socioambiental desta alternativa.

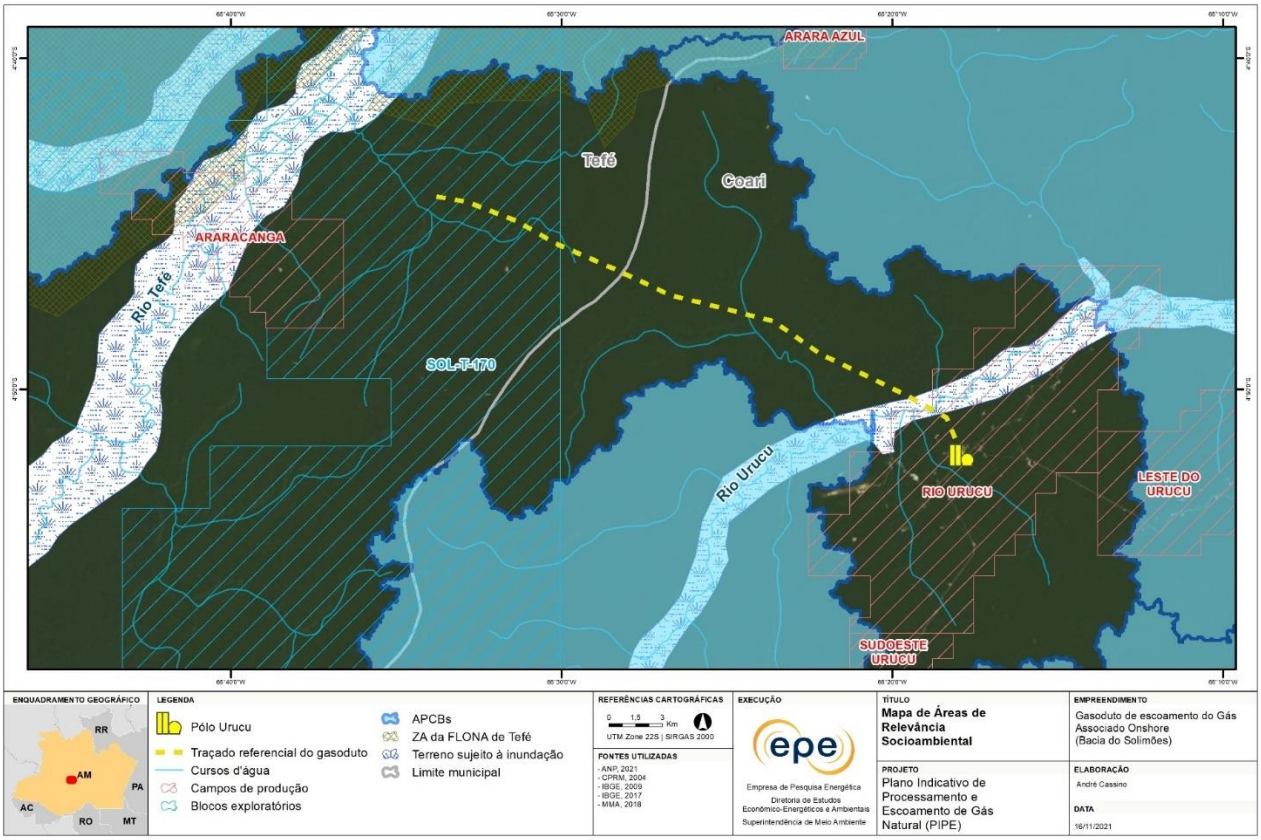

Figura 4. Áreas de relevância socioambiental na região de implantação do gasoduto na Bacia do Solimões
Fonte: Elaboração Própria EPE.

3.2. Gás Não Associado *Onshore* (Bacia do Solimões)

O segundo projeto de gás não associado *onshore* analisado teve como base os projetos existentes na Bacia do Solimões que se encontram distanciados da UPGN Urucu/AM, tendo estes sido objeto de diversos estudos ao longo dos anos. Na Figura 5, o projeto é apresentado esquematicamente.

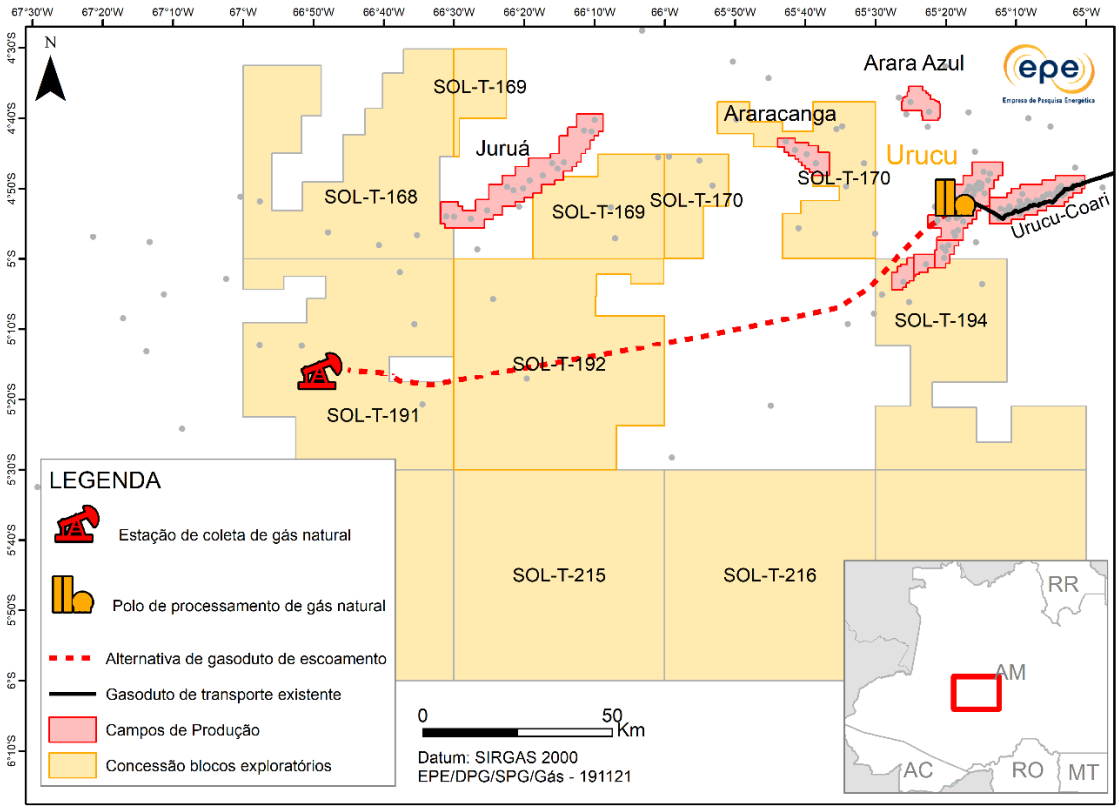

Figura 5. Gás Não Associado *Onshore* (Bacia do Solimões)
Fonte: Elaboração Própria.

Devido à similaridade com campos existentes, a vazão de gás natural escolhida foi uma média de 1,57 milhão de m³/dia. Foi considerada como premissa uma distância de 174 km entre a estação de coleta de gás e o ponto onde ocorreria a conexão com a malha de escoamento existente, resultando em um gasoduto de escoamento com 174 km de extensão e 10 polegadas de diâmetro.

No caso da UPGN, a capacidade adicional de 1,57 milhão de m³/d poderia ser estabelecida como uma nova UPGN próxima à existente em Urucu/AM, ou como o pagamento pelo acesso de terceiros a esta instalação, por meio da assinatura de um contrato sob a égide da Nova Lei do Gás (artigo 28 da Lei nº 14.134/2021, e artigo 16 do Decreto nº 10.712/2021).

Para fins de estimativa de custos, foi considerada a instalação de uma nova UPGN, porém a opção do acesso de terceiros poderá vir a ser escolhida pelos empreendedores, caso tenha custo igual ou menor do que esta alternativa, e caso as condições de acesso sejam satisfatoriamente atendidas (composição do gás natural, pressão, variações na vazão, entre outras). Na Tabela 2, é apresentado o resumo dos custos para esta alternativa.

Tabela 2. CAPEX do gasoduto de escoamento para Gás Não Associado *Onshore* (Bacia do Solimões)

Descrição	R$ mi	
Custos Diretos		
Materiais e Equipamentos	150,4	46%
Construção e Montagem	98,6	30%
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	33,2	10%
Seguros e Certificação	2,8	1%
Contingências	42,8	13%
INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/21)	**327,8**	**100%**

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

No caso da UPGN, considerando-se a tecnologia de Turboexpansão, estimou-se o CAPEX em R$ 1,3 bilhão, relacionados à instalação de uma nova unidade de processamento próxima às instalações existentes em Urucu/AM.

Análise Socioambiental – Bacia do Solimões

O traçado referencial estabelecido para o gasoduto possui 174 km e atravessa dois municípios do centro amazonense, partindo de um ponto hipotético no município de Tefé, seguindo até a UPGN, no Polo Urucu, em Coari.

Para a definição do traçado, buscou-se minimizar interferências nas planícies de inundação dos rios Tefé, Urucu e seus afluentes. O traçado foi delineado por meio da aplicação simultânea da ferramenta Ambientrans, em conjunto com a metodologia de análise de convergência desenvolvida pela EPE, no sentido de possibilitar alternativas factíveis de traçados, a fim de buscar a máxima convergência entre eles.

A diretriz atravessa região de floresta amazônica extremamente preservada, com ausência de acesso rodoviário ou demais infraestruturas. Portanto, a implantação do gasoduto representará um grande desafio logístico, sendo necessário utilizar transporte aéreo e fluvial para a chegada de equipamentos na região. Destaca-se que, em função do alto grau de preservação da região, é indicado que a construção do empreendimento seja realizada evitando a abertura de acessos que possam se transformar em frentes de desmatamento.

Ocorrem, ao longo do traçado, relevo de tabuleiros e planícies aluvionares com taxas de declividades de plano (0 a 3%) e suave ondulado (3 a 8), segundo dados da CPRM (2004). Do ponto de vista topográfico, essas unidades não representam maiores complexidades para a construção do gasoduto.

O relevo de tabuleiros está associado a depósitos inconsolidados (Q1i) da Formação Içá, como areia, cascalho, argila, silte e turfas. Já as planícies aluvionares representam depósitos aluvionares (Q2a), que correspondem materiais de granulometria e composições diversas, sinalizando complexidade geotécnica dos terrenos. Como mencionado, o traçado elaborado procurou minimizar essas travessias. Importante ressaltar que os limites das unidades geológicas mencionadas provavelmente apresentam imprecisões cartográficas, já que a base consultada foi desenvolvida para o território brasileiro, portanto, de caráter referencial. Ambas as unidades apresentam fortes indícios de complexidade geotécnica em relação à composição dos materiais, bem como pela presença de solos saturados em água.

O traçado sugerido realiza travessias sobre três rios principais: Tefé, Igarapé Ingá e Urucu. Considerando o contexto do Bioma Amazônia em que se encontra a área de estudo, observa-se uma densa rede de pequenos cursos d'água a serem atravessados pelo gasoduto, admitindo-se sobrecustos para a fase construtiva ao longo de todo o caminhamento do duto. A área de estudo não possui proximidade com processos minerários, não havendo possibilidade de interferências.

O traçado atravessa o campo de produção de gás natural Rio Urucu e tangencia outros três: Carapanaúba, Cupiúba e Sudoeste Urucu. Portanto, quando da definição do traçado final do gasoduto, deve-se ter atenção aos equipamentos de produção e escoamento dos campos de gás natural existentes na região. Conforme base de dados consultada, o traçado referencial definido para o gasoduto não cruza com terras indígenas, unidades de conservação ou territórios quilombolas.

Em 2020, foi publicado o Estudo Ambiental de Área Sedimentar na Bacia Terrestre do Solimões (PIATAM/COPPETEC e EPE, 2020) que, dentre outros resultados, classificou a bacia em regiões aptas ou não aptas (isto é, adequadas ou inadequadas) para exploração de petróleo e gás natural. O traçado proposto para o gasoduto está integralmente inserido em área classificada como apta, cujas condições e características socioambientais, identificadas a partir do Estudo, são compatíveis com atividades e empreendimentos de exploração e produção de petróleo e gás natural, mediante a utilização das melhores práticas da indústria.

Destaca-se ainda que o documento traz recomendações ao licenciamento ambiental, tais como: i) priorizar alternativas tecnológicas que minimizem a largura da faixa de servidão para os dutos de escoamento; e ii) estabelecer programa de controle de processos erosivos gerados pela implantação dos poços, dutos de escoamento e unidades de processamento. Portanto, caso o gasoduto venha a ser implantado, tais recomendações devem ser consideradas no processo de licenciamento.

Como observado na Figura 6, o traçado de referência atravessa cinco extensas Áreas Prioritárias para a Conservação, Utilização Sustentável e Repartição dos Benefícios da Biodiversidade (APCBs). Portanto, caso o projeto se viabilize, é importante buscar formas de compatibilizar a implantação do gasoduto com as ações prioritárias definidas para essas APCBs.

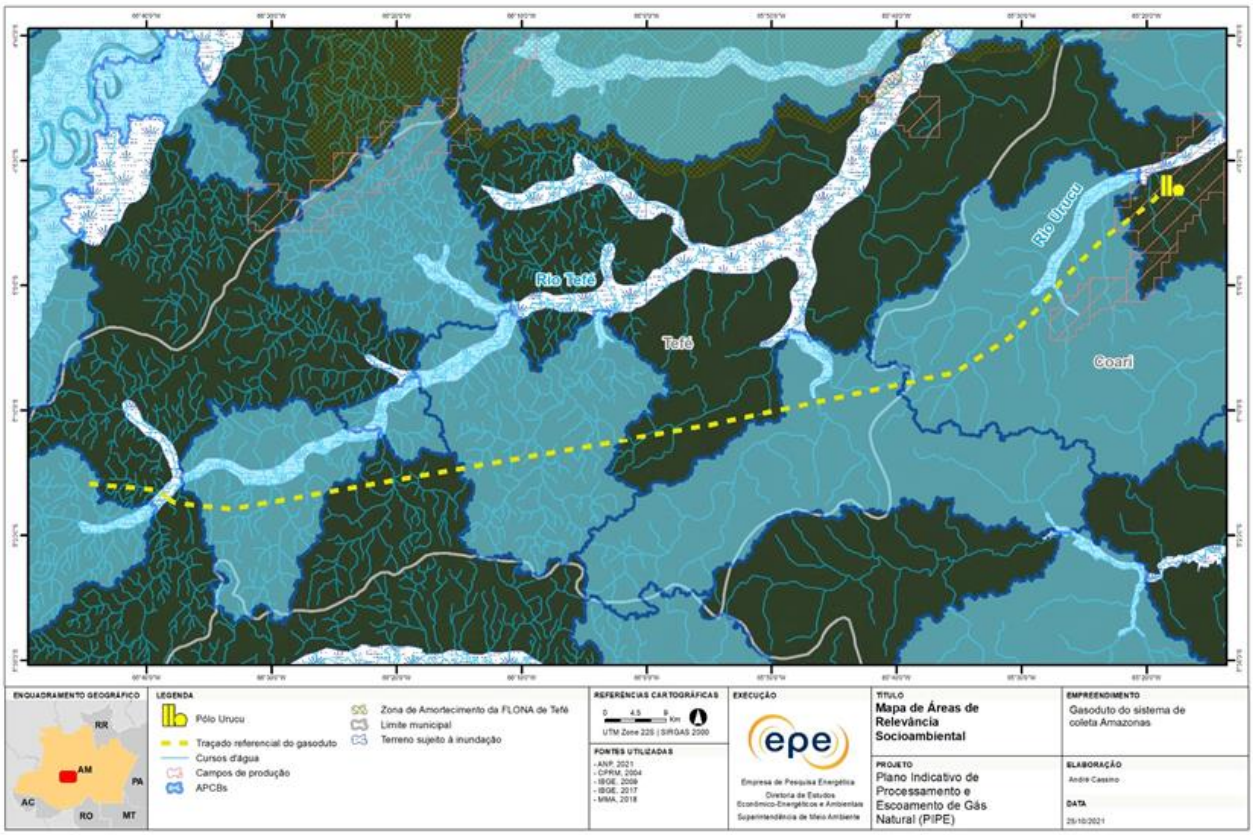

Figura 6. **Áreas de relevância socioambiental na região de implantação do gasoduto na Bacia do Solimões**
Fonte: Elaboração Própria EPE.

3.3. Gás Não Associado *Onshore* (Bacia do Parnaíba)

O primeiro projeto de gás não associado *onshore* analisado teve como base os projetos existentes na Bacia do Parnaíba que se encontram próximos à UPGN em Santo Antônio dos Lopes/MA, que processa o gás natural recolhido dos campos ao redor e envia posteriormente o gás natural especificado para o complexo termelétrico próximo. Porém, diferente dos projetos existentes, o novo projeto estaria localizado a cerca de 100 km da UPGN, sendo necessária a instalação de um novo gasoduto de escoamento. Na Figura 7, o projeto é apresentado esquematicamente.

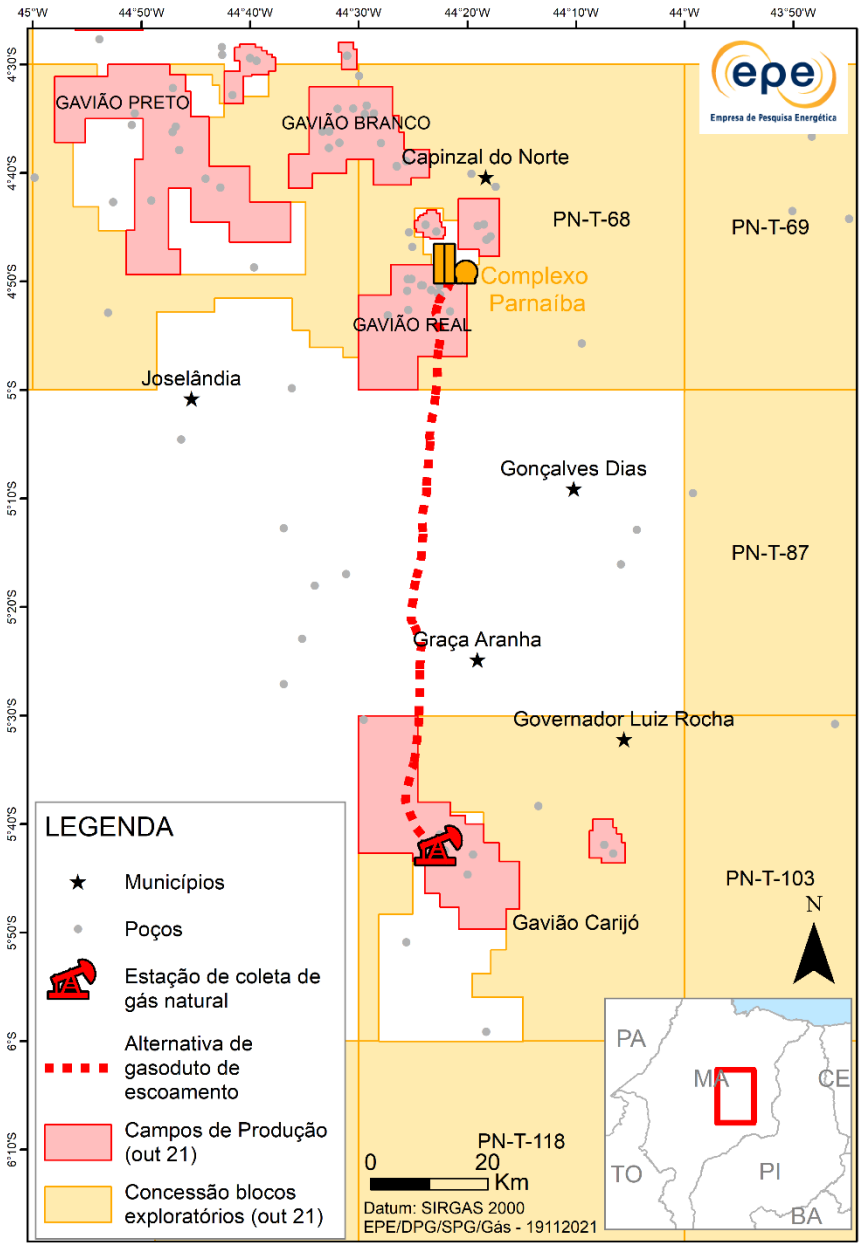

Figura 7. Gás Não Associado *Onshore* (Bacia do Parnaíba)
Fonte: Elaboração Própria.

Devido à similaridade com campos existentes, a vazão de gás natural escolhida foi uma média de 1,95 milhão de m³/dia. Foi considerada como premissa uma distância de 98 km entre a estação de coleta de gás e o ponto onde ocorreria a conexão com a UPGN existente, resultando em um gasoduto de escoamento com 98 km de extensão e 12 polegadas de diâmetro.

No caso da UPGN, como no caso anterior, a capacidade adicional poderia ser estabelecida como uma nova UPGN próxima à existente em Santo Antônio dos Lopes/MA, ou como o pagamento pelo acesso de terceiros a esta instalação, por meio da assinatura de um contrato sob a égide da Nova Lei do Gás (artigo 28 da Lei nº 14.134/2021, e artigo 16 do Decreto nº 10.712/2021). Para fins de estimativa de custos, foi considerada a instalação de uma nova UPGN, porém a opção do acesso de terceiros poderia ser escolhida pelos empreendedores caso tenha custo igual ou menor do que esta alternativa, e caso as condições de acesso sejam satisfatoriamente atendidas (composição do gás natural, pressão, variações na vazão, entre outras).

Na Tabela 3, é apresentado o resumo dos custos para esta alternativa.

Tabela 3. CAPEX do gasoduto de escoamento para Gás Não Associado *Onshore* (Bacia do Parnaíba)

Descrição	R$ mi	
Custos Diretos		
Materiais e Equipamentos	103,1	61%
Construção e Montagem	30,9	18%
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	12,6	7%
Seguros e Certificação	1,5	1%
Contingências	22,3	13%
INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/21)	**170,7**	**100%**

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

No caso da UPGN, considerando-se a tecnologia de Turboexpansão, estimou-se o CAPEX em R$ 1,4 bilhão, relacionado à instalação de uma nova unidade de processamento próxima às instalações existentes em Santo Antonio dos Lopes/MA.

Análise Socioambiental – Bacia do Parnaíba

O traçado referencial estabelecido para o gasoduto mede 98 km e atravessa cinco municípios localizados na região central do Maranhão – São Domingos do Maranhão, Graça Aranha, Presidente Dutra, Dom Pedro e São Antônio dos Lopes. A diretriz parte de um ponto hipotético no Campo de Gavião Carijó, no município de São Domingos do Maranhão, seguindo até a Unidade de Tratamento de Gás (UTG), no Complexo Parnaíba, em Santo Antônio dos Lopes.

Para a definição do traçado, buscou-se desviar de áreas urbanas, projetos de assentamento rural, áreas com processos minerários e fragmentos florestais mais extensos. O traçado foi delineado por meio da aplicação simultânea da ferramenta Ambientrans em conjunto com a metodologia de análise de convergência desenvolvida pela EPE, no sentido de possibilitar alternativas factíveis de traçados, a fim de buscar a máxima convergência entre eles.

A diretriz atravessa regiões com bom apoio viário, com presença de rodovias federais e estaduais (BR-135, BR-226, MA-141, MA-360, MA-256), além de vias não pavimentadas que atendem as pequenas localidades e propriedades rurais da região.

O traçado definido para o gasoduto cruza com seis linhas de transmissão (LTs) de alta tensão, sendo uma em tensão de 230 kV e cinco de 500 kV. De acordo com os dados consultados, não há cruzamento com dutos ou ferrovias.

O traçado de referência está inserido em região de transição de biomas onde há elementos da Floresta Amazônica, Cerrado e Caatinga. Este mosaico dá origem à Mata dos Cocais, que é caracterizada pela presença de espécies vegetais como a Carnaúba e o Babaçu. O padrão de uso do solo se mantém constante durante todo o trajeto do gasoduto, com presença de áreas de agricultura, fragmentos importantes de vegetação nativa, além de pequenos povoados. No trecho norte do traçado, destaca-se a presença dos equipamentos dos poços produtores e do sistema de escoamento do Campo de Gavião Real.

Predominam ao longo do traçado colinas e morros baixos, tabuleiros dissecados e superfícies aplainadas com taxas de declividades de plano (0 a 3%) e suave ondulado (3 a 8%), além de reduzidos

trechos de ondulado (8 a 20%), segundo dados da CPRM (2013). Não se observam ao longo do traçado sugerido travessias expressivas sobre cursos d'água, tampouco a presença de áreas úmidas (brejos, pântanos), lagos ou reservatórios. Essa configuração do meio físico, em princípio, não representa complexidade construtiva para a implantação do gasoduto.

O traçado não interfere em áreas com processos minerários. Por outro lado, importante mencionar que o traçado possui proximidade com um processo de prospecção de calcário, em fase de pesquisa. Ambientes de ocorrência de rochas carbonáticas, como o calcário, podem estar sujeitos a processos como subsidência ou afundamento cársticos, o que sugere atenção e investigação geotécnica na fase de projeto básico, a fim de afastar quaisquer riscos ao empreendimento em tela.

O traçado passa pela área de dois campos de produção de gás natural (Gavião Carijó e Gavião Real) e dois blocos exploratórios (PN-T-102A e PN-T-68). Portanto, quando da definição do traçado final do gasoduto, deve-se ter atenção aos equipamentos de produção e escoamento dos campos de gás natural existentes na região.

Conforme base de dados consultada, o traçado referencial não cruza com terras indígenas ou unidades de conservação. Há uma comunidade quilombola denominada Cruzeiro, certificada pela Fundação Cultural Palmares – FCP (2021) que se localiza no município de Dom Pedro, entretanto, não dispomos do polígono georreferenciado dessa Comunidade, não sendo, no momento, possível afirmar se o traçado proposto a atravessa ou não.

Destaca-se que próximo ao ponto referencial de saída do gasoduto no campo de Gavião Carijó, o traçado contorna o projeto de assentamento rural Varandado, no município de São Domingos do Maranhão. De acordo com as informações consultadas, não foram identificados sítios arqueológicos ou cavernas próximos ao traçado referencial do gasoduto.

Na Figura 8, são apresentadas as áreas de relevância socioambiental na região de implantação do gasoduto na Bacia do Parnaíba.

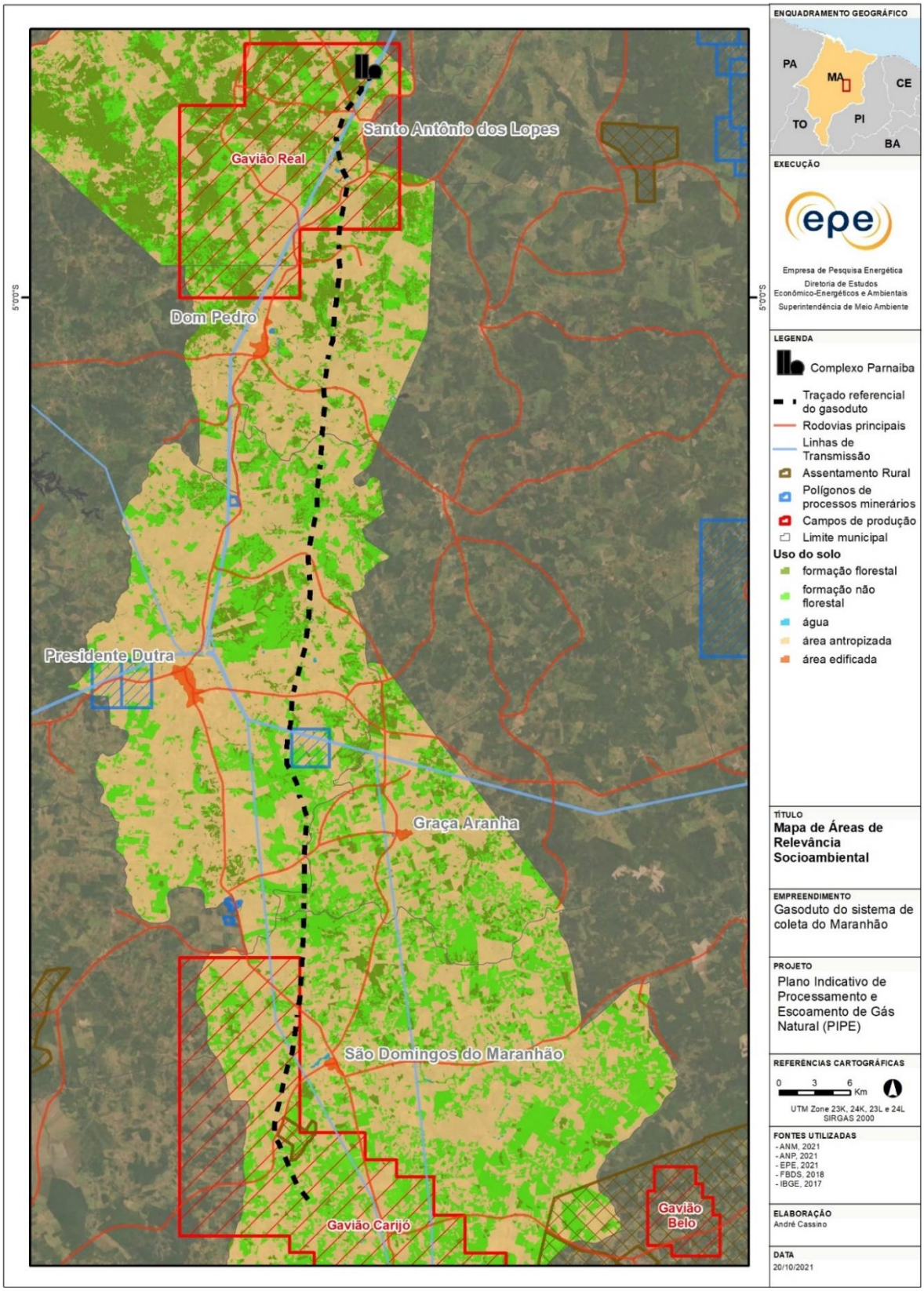

Figura 8. Áreas de relevância socioambiental na região de implantação do gasoduto na Bacia do Parnaíba

Fonte: Elaboração Própria EPE.

4. Análise de Projetos *Offshore* no Pré-Sal

Nesta Seção serão descritos os 3 projetos de gás associado no Pré-Sal analisados, considerando as características típicas dos campos produtores nas Bacias de Campos e Santos.

4.1. Gás Associado no Pré-Sal (Bacia de Campos)

O primeiro projeto de gás associado no Pré-Sal analisado teve como base os projetos existentes na Bacia de Campos que se encontram próximos ao BM-C-33, com características geológicas e de composição do gás natural aproximadas às dos prospectos Pão de Açúcar, Gávea e Seat. Neste caso, considerou-se que o gás natural seria tratado na plataforma *offshore* para que sua especificação já estivesse adequada à injeção na malha integrada, sendo que a UPGN em terra faria apenas um processamento simplificado para ajustar as condições da corrente de gás conforme necessário após a chegada ao litoral. Na Figura 9, o projeto é apresentado esquematicamente.

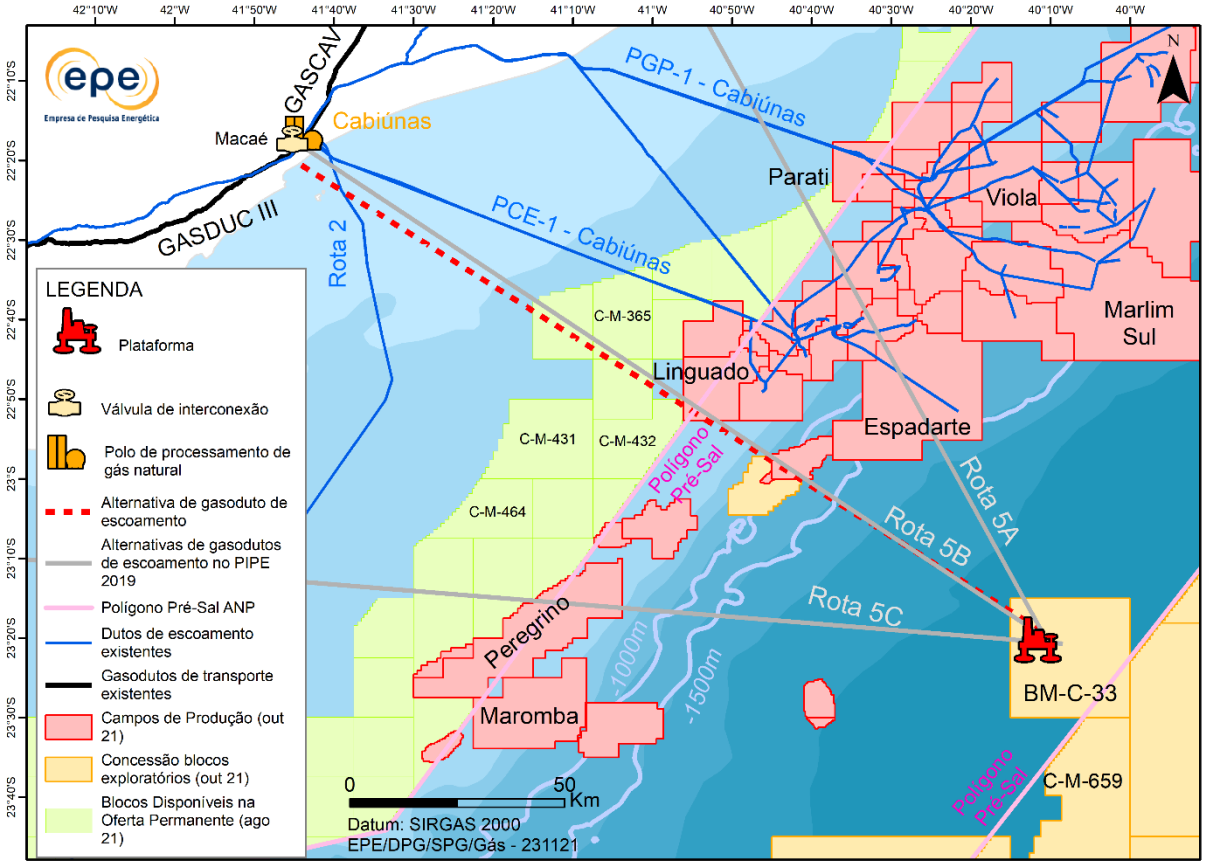

Figura 9. Gás Associado no Pré-Sal (Bacia de Campos)
Fonte: Elaboração Própria.

Devido à similaridade com campos existentes, a vazão de gás natural escolhida foi uma média de 16 milhões de m³/dia. Foi considerada como premissa uma distância de 205 km entre a plataforma de produção e o ponto onde ocorreria a conexão com a malha integrada por meio de uma válvula, resultando em um gasoduto de escoamento com 205 km de extensão e 16 polegadas de diâmetro.

Na Tabela 4, é apresentado o resumo dos custos para esta alternativa.

Tabela 4. CAPEX do gasoduto de escoamento para Gás Associado no Pré-Sal (Bacia de Campos)

Descrição	R$ mi	
Custos Diretos		
Materiais e Equipamentos	635,8	40%
Construção e Montagem	642,1	40%
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	62,3	4%
Seguros e Certificação	53,6	3%
Contingências	209,1	13%
INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/21)	**1.602,8**	**100%**

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

Conforme mencionado, neste caso o processamento do gás natural poderia ocorrer diretamente sobre a plataforma de produção, com instalação de apenas uma válvula e/ou sistema de coleta de condensado no ponto de conexão com a malha integrada.

Análise Socioambiental – Pré-Sal (Bacia de Campos)

Esta análise consiste em uma caracterização da região referencial de chegada, no trecho terrestre, deste gasoduto de escoamento, considerando aspectos de meio físico e elementos socioambientais mais relevantes. Para tal caracterização, foi estabelecido um raio de 25 km no entorno Polo de Cabiúnas/RJ. A região referencial de chegada do gasoduto em terra abrange sete municípios no norte fluminense, compreendendo áreas urbanas e zonas industriais e portuárias de Macaé e Rio das Ostras.

Há 14 unidades de conservação no interior da região, sendo cinco de proteção integral e nove de uso sustentável. Dentre essas unidades, destacam-se o Parque Nacional (PARNA) da Restinga de Jurubatiba e sua zona de amortecimento, e a Área de Proteção Ambiental (APA) Arquipélago de Santana, localizados em áreas potenciais de passagem do gasoduto indicado.

Na região são observadas grandes áreas de pastagem nas regiões rurais dos municípios. Nota-se também a existência de fragmentos de vegetação nativa, frequentemente associados às áreas de maior declividade. Destaca-se ainda a presença de restinga e cordões arenosos na área do PARNA da Restinga de Jurubatiba.

A região referencial abrange oito projetos de assentamento rural, sendo três em Macaé, dois em Carapebus, dois em Conceição de Macabu e um em Rio das Ostras. Conforme base georreferencia disponibilizada pelo Iphan, há 23 sítios arqueológicos dentro da região, que devem ser evitados no momento da definição do traçado do gasoduto, caso o projeto venha a se viabilizar. De acordo com a base de dados consultada, não há terras indígenas ou territórios quilombolas na região referencial.

De acordo com a base de dados consultada, predominam planícies, colinas e domínios montanhosos. Ocorrem ainda outras unidades, como morros altos e tabuleiros, em menor escala. As planícies da área de estudo possuem declividades planas (0 a 3%) e consistem em depósitos sedimentares marinhos, lacustres ou aluvionares que correspondem a materiais de granulometria e composições diversas, sinalizando complexidade geotécnica dos terrenos. São expressivas na faixa litorânea do município de Carapebus e ao longo dos rios Macaé e São Pedro. Segundo o mapa de geodiversidade do Estado do Rio de Janeiro (CPRM, 2017), essas planícies, além das condições geotécnicas desfavoráveis, apresentam ainda suscetibilidade à inundação associadas aos cursos d'agua,

bem como também em outros pontos da área de referência, como nos bairros Lagomar, Cabiúva e São José do Barreto da cidade de Macaé.

As colinas também são expressivas, apresentam declividades variando de suave ondulado (3 a 8%) a ondulado (8 a 20%) e normalmente delimitam as planícies já mencionadas. Já os morros altos, ocorrem como enclaves nas áreas dominadas pelas colinas e possuem altas taxas de declividade, variando de forte ondulado (20 a 45%) a montanhoso (45 a 75%).

Os domínios montanhosos encontram-se na porção noroeste da área de referência e possuem as maiores taxas de declividade e amplitude de relevo da região de estudo. Tanto os relevos de morros altos, como os domínios montanhosos, representam superfícies de alta complexidade construtiva para a passagem dos gasodutos devido aos aspectos topográficos inerentes, como também pela presença de afloramentos de rochas, solos rasos ou depósitos de materiais inconsolidados (tálus ou colúvios), além da suscetibilidade a movimentos gravitacionais de massa (deslizamentos, rastejos).

Apesar da densa rede de cursos d'água e canais existentes, não se observa na região massas d'água que signifiquem travessias expressivas para a passagem de gasodutos.

A área de estudo possui sobreposição com 129 processos minerários registrados na Agência Nacional de Mineração. Predominam processos de autorização de pesquisa, licenciamento e requerimentos diversos para exploração de areia, saibro, gnaisse e granito. Constam cinco processos em fase de concessão de lavra para a exploração de granito, gnaisse e água mineral. Importante registrar a ocorrência de quatro processos minerários marinhos para exploração de areia e ilmenita.

A área é atravessada por uma rede significativa de dutos instalados em direção ao Terminal de Cabiúnas (Figura 10), além de dois planejados, exigindo maior atenção quando da definição do traçado final do gasoduto.

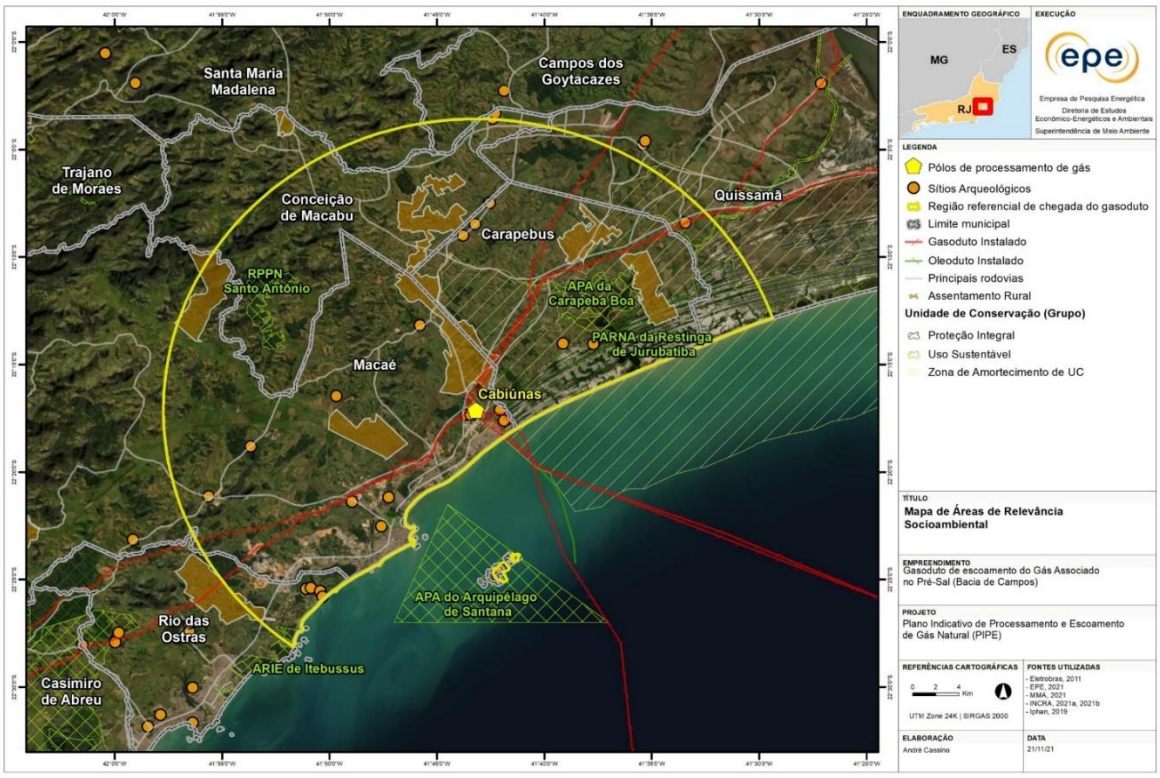

Figura 10. Áreas de relevância socioambiental na região referencial de chegada do gasoduto
Fonte: Elaboração Própria.

4.2. Gás Associado no Pré-Sal (Bacia de Santos) *tie-back* 1

O segundo projeto de gás associado no Pré-Sal analisado teve como base os projetos existentes na Bacia de Santos que se encontram próximos ao campo de Sépia, com características geológicas e de composição do gás natural aproximadas. Neste caso, considerou-se que o gás natural seria conectado por meio de *tie-back* a uma plataforma próxima, que procederia ao envio do gás para a terra seguido de seu processamento. Na Figura 11, o projeto é apresentado esquematicamente.

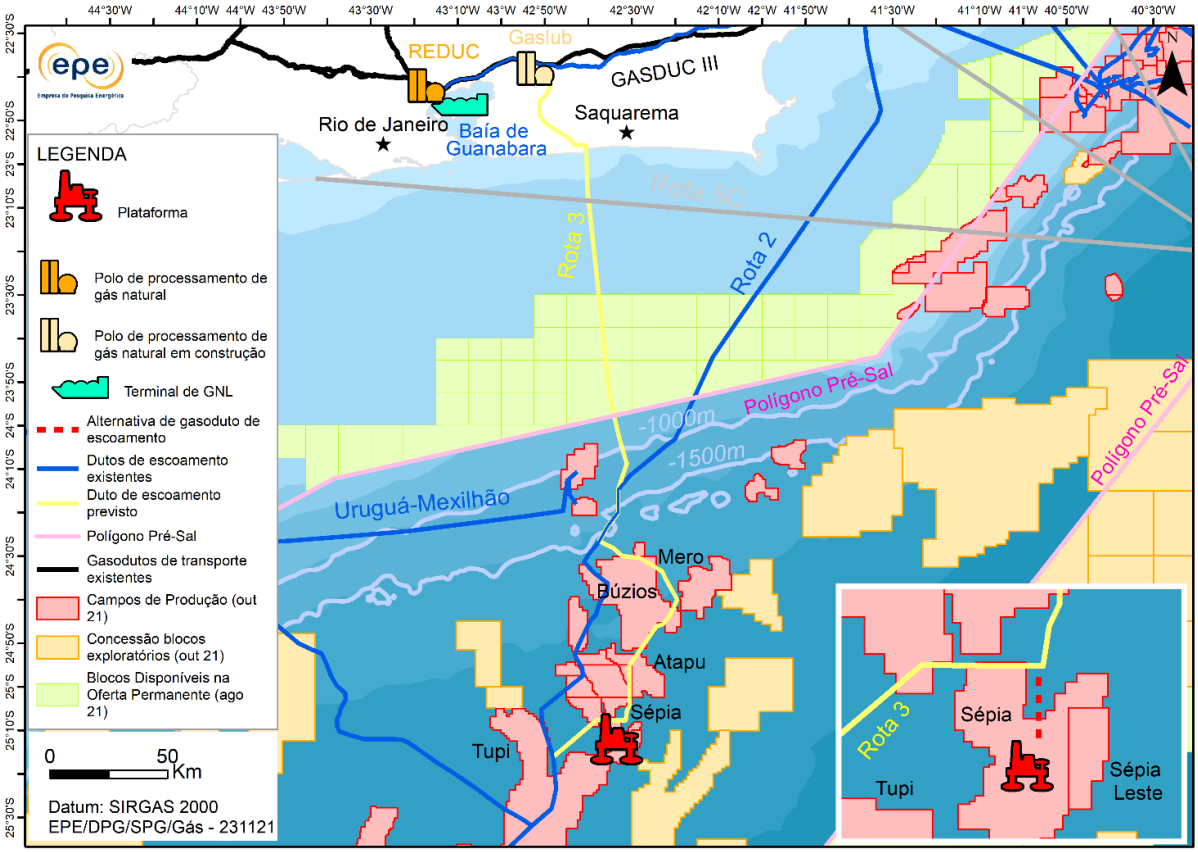

Figura 11. Gás Associado no Pré-Sal (Bacia de Santos) *tie-back* 1
Fonte: Elaboração Própria.

Devido à similaridade com campos existentes, a vazão de gás natural escolhida foi uma média de 3,87 milhões de m³/dia. Foi considerada como premissa uma distância de 12 km entre a plataforma de produção e o ponto onde ocorreria a conexão com a malha de escoamento existente, resultando em um gasoduto de escoamento com 12 km de extensão e 14 polegadas de diâmetro.

No caso da UPGN, a capacidade adicional de 3,87 milhão de m³/d poderia ser estabelecida como uma nova UPGN próxima à existente em Itaboraí/RJ, ou como o pagamento pelo acesso de terceiros a esta instalação, por meio da assinatura de um contrato sob a égide da Nova Lei do Gás (artigo 28 da Lei nº 14.134/2021, e artigo 16 do Decreto nº 10.712/2021). Para fins de estimativa de custos, foi considerada a instalação de uma nova UPGN, porém a opção do acesso de terceiros poderia ser escolhida pelos empreendedores caso tenha custo igual ou menor do que esta alternativa, e caso as condições de acesso sejam satisfatoriamente atendidas (composição do gás natural, pressão, variações na vazão, entre outras).

Na Tabela 5, é apresentado o resumo dos custos para esta alternativa.

Tabela 5. CAPEX do gasoduto de escoamento para Gás Associado no Pré-Sal (Bacia de Santos) *tie-back* 1

Descrição	R$ mi	
Custos Diretos		
Materiais e Equipamentos	113,4	46%
Construção e Montagem	74,8	30%
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	17,3	7%
Seguros e Certificação	8,2	3%
Contingências	32,1	13%
INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/21)	**245,8**	**100%**

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

No caso da UPGN, considerando-se a tecnologia de Turboexpansão, estimou-se o CAPEX em R$ 1,8 bilhão, relacionados à instalação de uma nova unidade de processamento próxima às instalações existentes em Itaboraí/RJ. Alternativamente, o processamento do gás natural poderia ser realizado na UPGN existente por meio da assinatura de um contrato para acesso de terceiros, caso haja compatibilidade com o gás natural, e o custo seja viável.

Análise Socioambiental – Pré-Sal (Bacia de Santos)

Não foi realizada análise socioambiental deste projeto, devido ao gasoduto de escoamento considerado não possuir conexão com o litoral. Conforme avaliado, a alternativa Gás Associado no Pré-Sal (Bacia de Santos) *tie-back* 1 se conecta ao Gasoduto Rota 3, duto em etapa final de construção cuja análise socioambiental relativa ao traçado de chegada à costa já foi realizada e aprovada.

4.3. Gás Associado no Pré-Sal (Bacia de Santos) *tie-back* 2

O terceiro projeto de gás associado no Pré-Sal analisado teve como base os projetos existentes na Bacia de Santos que se encontram próximos ao campo de Atapu, com características geológicas e de composição do gás natural aproximadas. Neste caso, considerou-se que o gás natural seria conectado por meio de *tie-back* a uma plataforma próxima, que procederia ao envio do gás para a terra seguido de seu processamento. Na Figura 12, o projeto é apresentado esquematicamente.

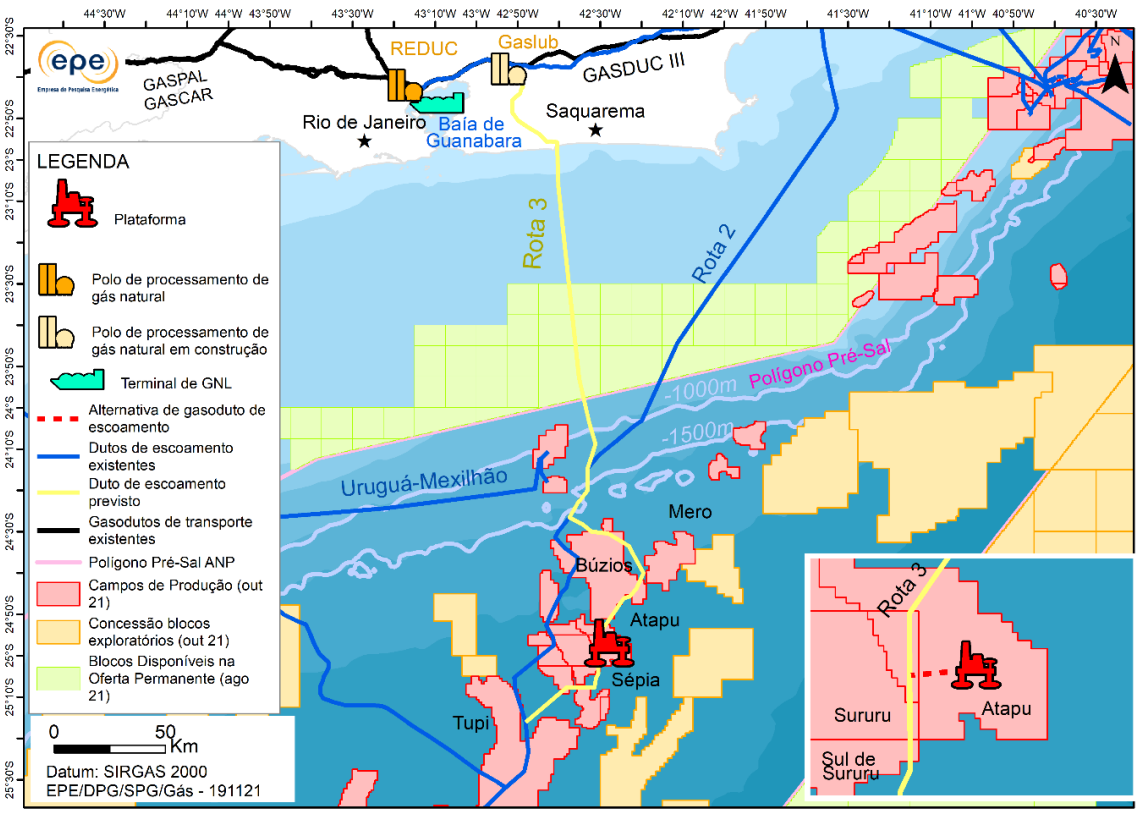

Figura 12. Gás Associado no Pré-Sal (Bacia de Santos) tie-back 2
Fonte: Elaboração Própria.

Devido à similaridade com campos existentes, a vazão de gás natural escolhida foi uma média de 3,26 milhões de m³/dia. Foi considerada como premissa uma distância de 8 km entre a plataforma de produção e o ponto onde ocorreria a conexão com a malha de escoamento existente, resultando em um gasoduto de escoamento com 8 km de extensão e 12 polegadas de diâmetro.

No caso da UPGN, a capacidade adicional de 3,26 milhão de m³/d poderia ser estabelecida como uma nova UPGN próxima à existente em Itaboraí/RJ, ou como o pagamento pelo acesso de terceiros a esta instalação, por meio da assinatura de um contrato sob a égide da Nova Lei do Gás (artigo 28 da Lei nº 14.134/2021, e artigo 16 do Decreto nº 10.712/2021). Para fins de estimativa de custos, foi considerada a instalação de uma nova UPGN, porém a opção do acesso de terceiros poderia ser escolhida pelos empreendedores caso tenha custo igual ou menor do que esta alternativa, e caso as condições de acesso sejam satisfatoriamente atendidas (composição do gás natural, pressão, variações na vazão, entre outras).

Na Tabela 6, é apresentado o resumo dos custos para esta alternativa.

Tabela 6. CAPEX do gasoduto de escoamento para Gás Associado no Pré-Sal (Bacia de Santos) *tie-back* 2

Descrição	R$ mi	
Custos Diretos		
Materiais e Equipamentos	87,4	42%
Construção e Montagem	69,8	34%
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	16,6	8%
Seguros e Certificação	7,0	3%
Contingências	27,1	13%
INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/21)	**207,9**	**100%**

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

No caso da UPGN, considerando-se a tecnologia de Turboexpansão, estimou-se o CAPEX em R$ 1,7 bilhão, relacionados à instalação de uma nova unidade de processamento próxima às instalações existentes em Itaboraí/RJ. Alternativamente, o processamento do gás natural poderia ser realizado na UPGN existente por meio da assinatura de um contrato para acesso de terceiros, caso haja compatibilidade com o gás natural, e o custo seja viável.

Análise Socioambiental – Pré-Sal (Bacia de Santos)

Não foi realizada análise socioambiental deste projeto, devido ao gasoduto de escoamento considerado não possuir conexão com o litoral. Conforme avaliado, a alternativa Gás Associado no Pré-Sal (Bacia de Santos) *tie-back* 2 se conecta ao Gasoduto Rota 3, duto em etapa final de construção cuja análise socioambiental relativa ao traçado de chegada à costa já foi realizada e aprovada.

5. Análise de Projetos *Offshore* no Pós-Sal

Nesta Seção serão descritos os 6 projetos *offshore* analisados, localizados nas Bacias de Campos, Camamu-Almada, Espírito Santo e Sergipe-Alagoas. Foram analisados projetos considerando gás natural associado ou não associado em mar costeiro, água profunda e água ultra-profunda.

5.1. Gás Mar Costeiro (Bacia de Camamu-Almada)

Gás Associado Mar Costeiro (Bacia de Camamu-Almada)

O projeto de gás associado em mar costeiro analisado teve como base os projetos existentes na Bacia de Camamu-Almada que se encontram próximos ao campo de Manati com características geológicas e de composição do gás natural aproximadas. Neste caso, considerou-se que o gás natural seria conectado por um gasoduto de escoamento até o duto de escoamento existente Manati-Vandemir Ferreira, onde ocorreria seu processamento. Na Figura 13, o projeto é apresentado esquematicamente.

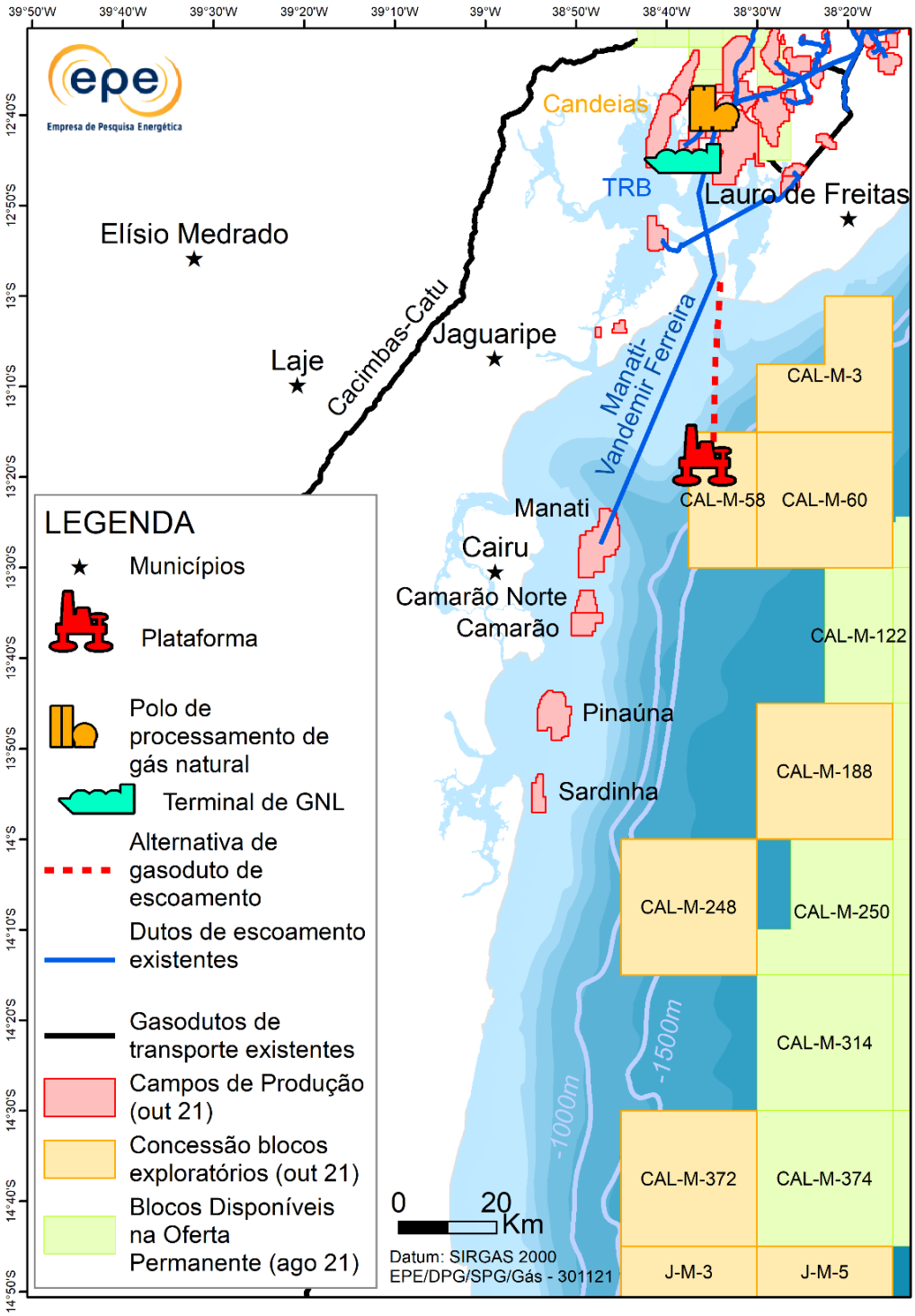

Figura 13. Gás Associado Mar Costeiro (Bacia de Camamu-Almada)
Fonte: Elaboração Própria.

Devido à similaridade com campos existentes, a vazão de gás natural escolhida foi uma média de 172 mil m³/dia. Foi considerada como premissa uma distância de 35 km entre a plataforma de produção e a UPGN. Neste caso poderia também haver conexão com a malha de escoamento existente no campo de Manati, com extensão similar àquela considerada. Tal premissa resultou em um gasoduto de escoamento com 35 km de extensão e 3 polegadas de diâmetro.

No caso da UPGN, a capacidade adicional de 172 mil m³/d poderia ser estabelecida como uma nova UPGN próxima à existente em São Francisco do Conde/BA, ou como o pagamento pelo acesso de terceiros à UPGN de Candeias/BA, por meio da conexão com o campo de Manati e a assinatura de um contrato sob a égide da Nova Lei do Gás (artigo 28 da Lei nº 14.134/2021, e artigo 16 do Decreto nº 10.712/2021). Para fins de estimativa de custos, foi considerada a instalação de uma nova UPGN, porém a opção do acesso de terceiros poderia ser escolhida pelos empreendedores caso tenha custo igual ou menor do que esta alternativa, e caso as condições de acesso sejam satisfatoriamente atendidas (composição do gás natural, pressão, variações na vazão, entre outras).

Na Tabela 7, é apresentado o resumo dos custos para esta alternativa.

Tabela 7. CAPEX do gasoduto de escoamento para Gás Associado Mar Costeiro (Bacia de Camamu-Almada)

Descrição	R$ mi	
Custos Diretos		
Materiais e Equipamentos	13,4	12%
Construção e Montagem	61,5	56%
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	17,4	16%
Seguros e Certificação	3,7	3%
Contingências	14,4	13%
INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/21)	**110,3**	**100%**

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

No caso da UPGN, considerando-se a tecnologia de Turboexpansão, estimou-se o CAPEX em R$ 1,0 bilhão, relacionados à instalação de uma nova unidade de processamento. Alternativamente, o processamento do gás natural poderia ser realizado na UPGN existente por meio da assinatura de um contrato para acesso de terceiros, caso haja compatibilidade com o gás natural, e o custo seja viável.

Gás Não Associado Mar Costeiro (Bacia de Camamu-Almada)

O projeto de gás não associado em mar costeiro analisado teve como base os projetos existentes na Bacia de Camamu-Almada que se encontram próximos ao campo de Manati, com características geológicas e de composição do gás natural aproximadas. Neste caso, considerou-se que o gás natural seria conectado por um gasoduto de escoamento até o litoral, onde ocorreria seu processamento. Na Figura 14, o projeto é apresentado esquematicamente.

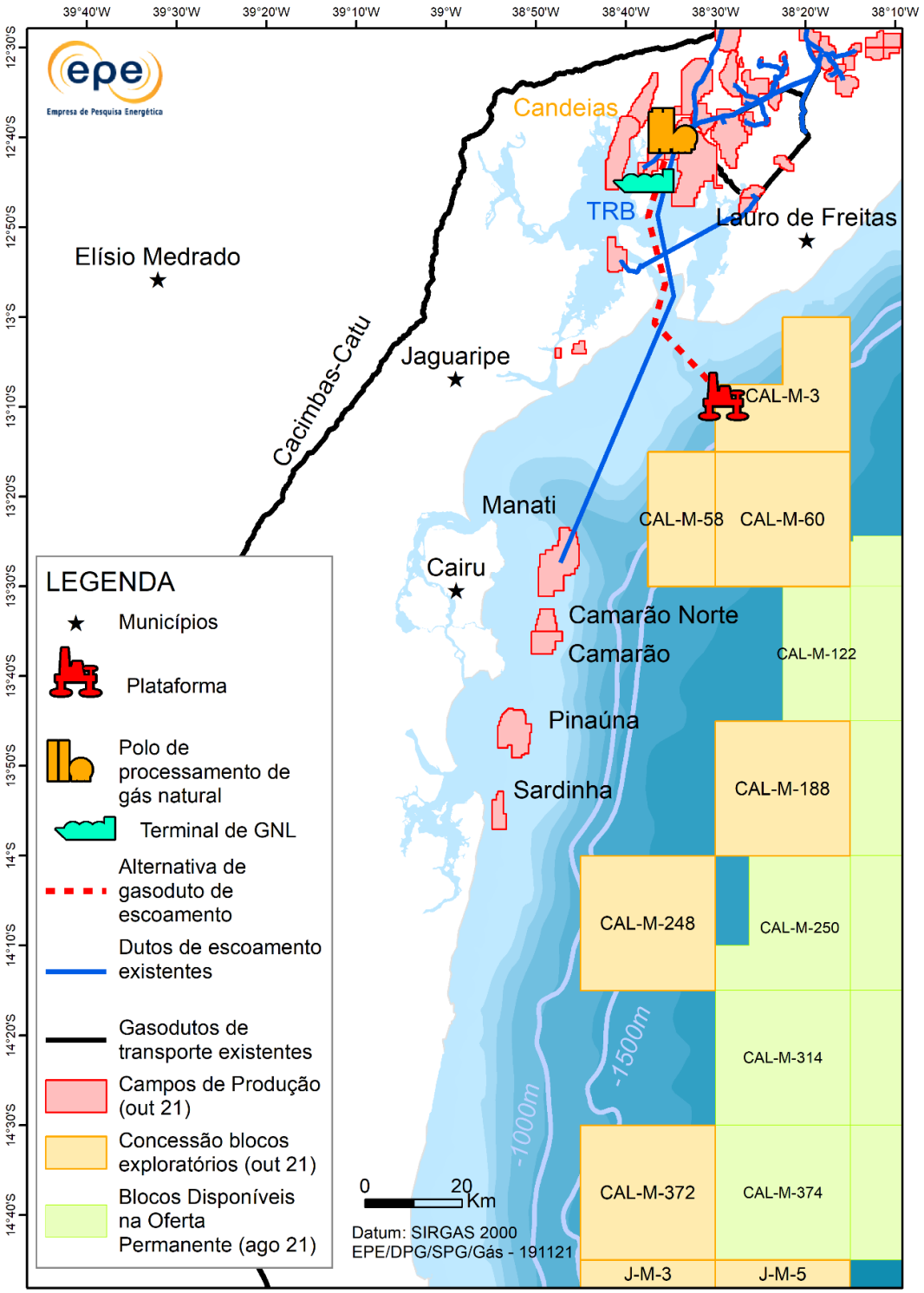

Figura 14. Gás Não Associado Mar Costeiro (Bacia de Camamu-Almada)
Fonte: Elaboração Própria.

Devido à similaridade com campos existentes, a vazão de gás natural escolhida foi uma média de 7,0 milhões de m³/dia. Foi considerada como premissa uma distância de 70 km entre a plataforma de produção e a UPGN. Tal premissa resultou em um gasoduto de escoamento com 70 km de extensão e 20 polegadas de diâmetro.

No caso da UPGN, a capacidade adicional de 7,0 milhões de m³/d poderia ser estabelecida como uma nova UPGN, ou como o pagamento pelo acesso de terceiros à UPGN de Candeias/BA, por meio da conexão com o campo de Manati e a assinatura de um contrato sob a égide da Nova Lei do Gás (artigo 28 da Lei nº 14.134/2021, e artigo 16 do Decreto nº 10.712/2021). Para fins de estimativa de custos, foi considerada a instalação de uma nova UPGN, porém a opção do acesso de terceiros poderia ser escolhida pelos empreendedores caso tenha custo igual ou menor do que esta alternativa, e caso as condições de acesso sejam satisfatoriamente atendidas (composição do gás natural, pressão, variações na vazão, entre outras).

Na Tabela 8, é apresentado o resumo dos custos para esta alternativa.

Tabela 8. CAPEX do gasoduto de escoamento para Gás Não Associado Mar Costeiro (Bacia de Camamu-Almada)

Descrição	R$ mi	
Custos Diretos		
Materiais e Equipamentos	178,7	40%
Construção e Montagem	164,7	37%
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	29,2	7%
Seguros e Certificação	14,9	3%
Contingências	58,1	13%
INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/21)	**445,5**	**100%**

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

No caso da UPGN, considerando-se a tecnologia de Turboexpansão, estimou-se o CAPEX em R$ 2,4 bilhões, relacionados à instalação de uma nova unidade de processamento. Alternativamente, o processamento do gás natural poderia ser realizado na UPGN existente por meio da assinatura de um contrato para acesso de terceiros, caso haja compatibilidade com o gás natural, e o custo seja viável.

Análise Socioambiental –Bacia de Camamu-Almada (Gás Associado e Gás Não Associado)

Em vista de ambos os projetos relacionados à esta bacia terem, como destino, o Polo de Processamento de Candeias, ambos terão o mesmo ponto de chegada em terra, de modo que foi realizada uma análise socioambiental para ambos os dutos. Esta análise consiste em uma caracterização da região referencial de chegada, no trecho terrestre, destes gasodutos de escoamento, considerando aspectos de meio físico e elementos socioambientais mais relevantes. Para tal caracterização, foi estabelecido um raio de 25 km no entorno Polo Candeias/BA.

A região referencial de chegada dos gasodutos em terra abrange 13 municípios na Região Metropolitana de Salvador, em áreas intensamente urbanizadas. Portanto, caso os projetos venham a ser implantados, deve-se evitar ou minimizar a interferência em áreas construídas no momento da definição do traçado.

Há nove unidades de conservação no interior da região, sendo três Áreas de Proteção Ambiental (APAs) e seis Reservas Particulares do Patrimônio Natural (RPPNs). Embora consistam em UCs de uso sustentável e, via de regra, não seja proibida a implantação de empreendimentos no

interior de seus limites, é importante considerar os planos de manejos das unidades, de forma a verificar eventuais restrições e condicionantes existentes.

Em função da presença de áreas de manguezais, de estuários, de vegetação nativa, recomenda-se, quando possível, que os traçados acompanhem a faixa de servidão do gasoduto Manati - Estação Vandemir Ferreira, de forma a minimizar os impactos ambientais durante a eventual implantação do gasoduto.

Há, no interior da região, nove projetos de assentamento rural, sendo cinco em Santo Amaro, dois em São Sebastião do Passé, um em Candeias e um em Dias d'Ávila. Há ainda seis territórios quilombolas, estando um em Salvador e os demais em Simões Filho. De acordo com a base georreferenciada disponibilizada pelo Iphan, há 11 sítios arqueológicos dentro dos limites da região, que devem ser evitados no momento da definição dos traçados dos gasodutos, caso os projetos venham a ser implantados.

De acordo com a base de dados consultada, predominam relevo de tabuleiros, colinas e morros baixos e planícies, além de outras unidades, em menor escala de ocorrência (CPRM, 2017). As planícies na área de estudo apresentam declividades planas (0 a 3%) e correspondem a depósitos sedimentares marinhos, aluvionares ou lacustres com materiais de granulometria e composições diversas, sugerindo complexidade geotécnica dos terrenos. As planícies flúvio-lacustres apresentam material inconsolidado e de espessura variável que, da base para o topo, é formado por cascalho, areia e argila. Já as planícies as flúvio-marinhas, apresentam intercalações irregulares de sedimentos arenosos e argilosos em geral ricos em matéria orgânica (mangues).

Os tabuleiros são expressivos e ocupam a maior parte da área de estudo. São superfícies aplainadas desenvolvidas sobre rochas sedimentares, apresentando por vezes graus de dissecação do relevo em função das drenagens. As colinas e morros baixos possuem declividades que variam de suave ondulado (3 a 8%) a ondulado (8 a 20%), mas com vertentes que alcançam maiores declividades. Os morros e serras baixas ocupam a porção oeste da área estudada, apresentam relevo um pouco mais movimentado e maiores taxas de declividade para esse contexto, embora sejam menos representativos.

A área de estudo encontra-se inserida na Baía de Todos os Santos, sendo essa travessia subaquática para a passagem dos gasodutos o maior ponto de atenção e complexidade construtiva. Apesar da densa rede de cursos d'água existentes, não se observa na região massas d'água que signifiquem travessias expressivas para a passagem de gasodutos.

A área possui sobreposição com 154 processos minerários registrados na ANM. Predominam processos de autorização de pesquisa, requerimento de pesquisa, concessão de lavra e requerimento de lavra para a exploração de areia, argilas, saibro, água mineral, calcários conchíferos ou coralíngeros, dentre outras substâncias, além de diversos blocos em disponibilidade. Constam 26 processos em concessão de lavra para diversas substâncias. Cabe destacar a concentração de processos minerários marinhos (na mencionada Baía) para exploração de sal gema, calcários e argilas.

Conforme apresentado na Figura 15, constam na área de estudo 26 campos de produção de óleo e gás, sendo que a maioria se encontra em operação. Portanto, quando da definição dos traçados finais dos gasodutos, deve-se ter atenção aos equipamentos de produção e escoamento dos campos de gás natural existentes na região.

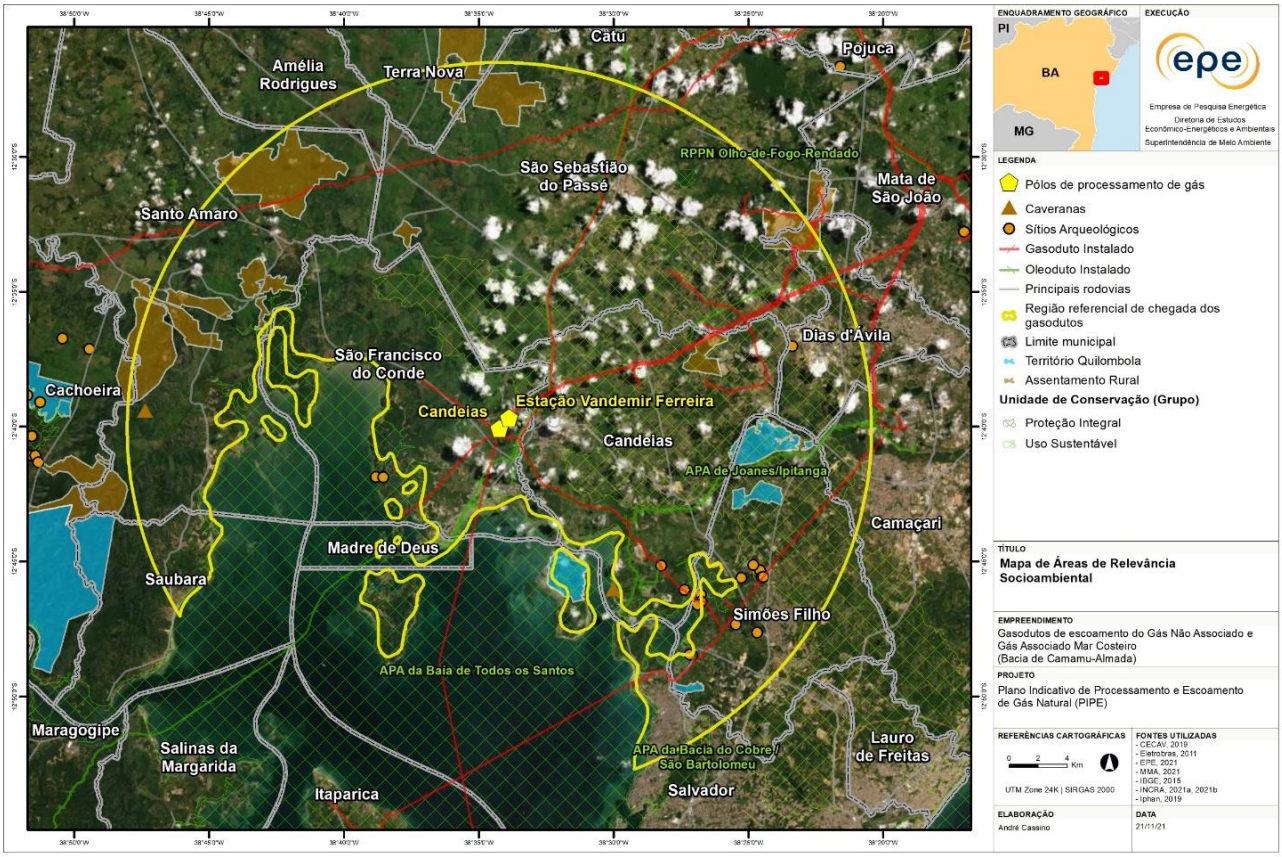

Figura 15. Áreas de relevância socioambiental na região de chegada dos gasodutos
Fonte: Elaboração Própria.

5.2. Gás Associado Água Profunda (Bacia do Espírito Santo)

O projeto de gás associado em água profunda analisado teve como base os projetos existentes na Bacia do Espírito-Santo que se encontram em batimetria similar à do campo de Golfinho, com características geológicas e de composição do gás natural aproximadas. Neste caso, considerou-se que o gás natural seria conectado por um gasoduto de escoamento até o litoral, onde ocorreria seu processamento. Na Figura 16, o projeto é apresentado esquematicamente.

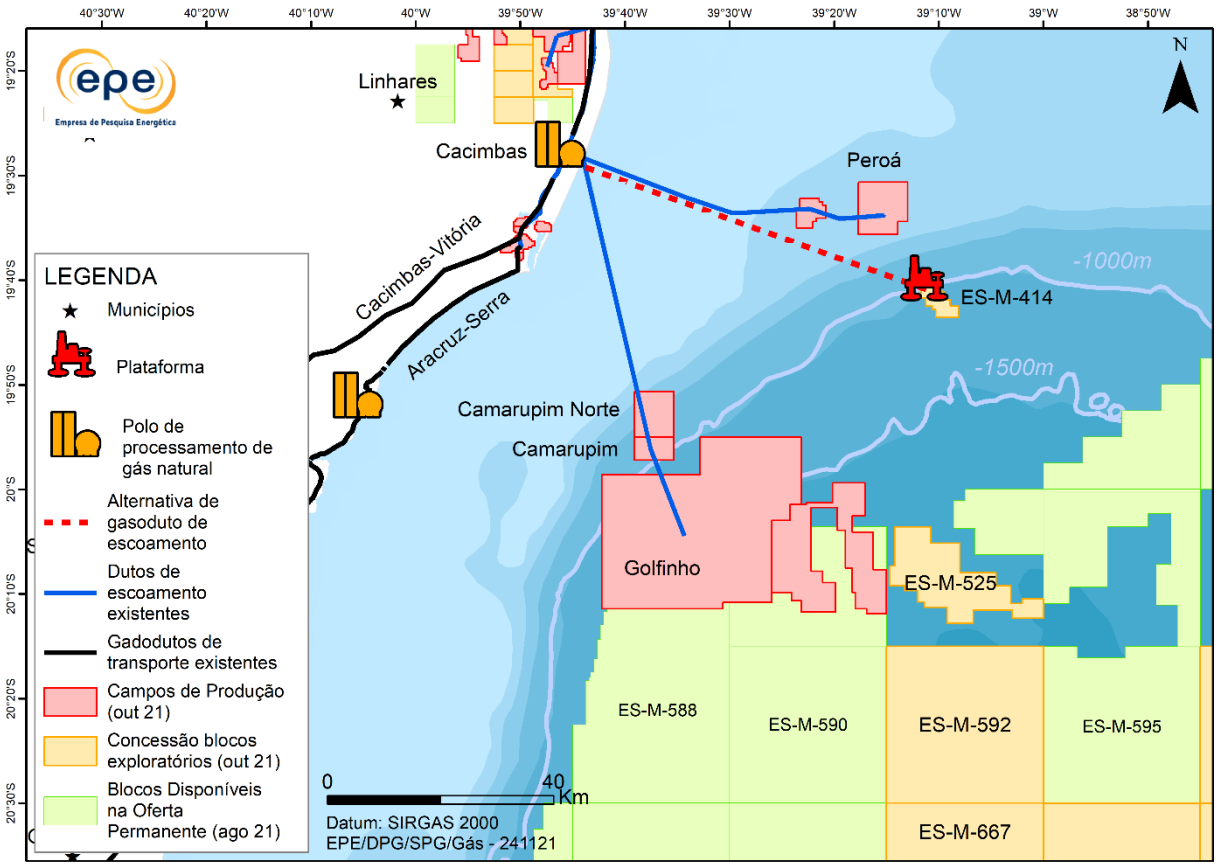

Figura 16. Gás Associado Água Profunda (Bacia do Espírito Santo)
Fonte: Elaboração Própria.

Devido à similaridade com campos existentes, a vazão de gás natural escolhida foi uma média de 1,26 milhões de m³/dia de gás associado. Porém, deve-se ressaltar que não necessariamente os blocos escolhidos para cada alternativa poderão vir a produzir gás natural associado ou não associado, nos volumes indicados.

Foi considerada como premissa uma distância de 65 km entre a plataforma de produção e a UPGN. Tal premissa resultou em um gasoduto de escoamento com 65 km de extensão e 8 polegadas de diâmetro.

No caso da UPGN, a capacidade adicional de 1,26 milhões de m³/d poderia ser estabelecida como uma nova UPGN, ou como o pagamento pelo acesso de terceiros à UPGN de Cacimbas/ES, por meio da assinatura de um contrato sob a égide da Nova Lei do Gás (artigo 28 da Lei nº 14.134/2021, e artigo 16 do Decreto nº 10.712/2021). Para fins de estimativa de custos, foi considerada a instalação de uma nova UPGN, porém a opção do acesso de terceiros poderia ser escolhida pelos empreendedores caso tenha custo igual ou menor do que esta alternativa, e caso as condições de acesso sejam satisfatoriamente atendidas (composição do gás natural, pressão, variações na vazão, entre outras).

Na Tabela 9, é apresentado o resumo dos custos para esta alternativa.

Tabela 9. CAPEX do gasoduto de escoamento para Gás Associado Água Profunda (Bacia do Espírito Santo)

Descrição	R$ mi	
Custos Diretos		
Materiais e Equipamentos	78,8	25%
Construção e Montagem	150,5	48%
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	33,1	11%
Seguros e Certificação	10,5	3%
Contingências	40,9	13%
INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/21)	**313,8**	**100%**

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

No caso da UPGN, considerando-se a tecnologia de Turboexpansão, estimou-se o CAPEX em R$ 1,3 bilhão, relacionados à instalação de uma nova unidade de processamento. Alternativamente, o processamento do gás natural poderia ser realizado na UPGN existente por meio da assinatura de um contrato para acesso de terceiros, caso haja compatibilidade com o gás natural, e o custo seja viável.

Análise Socioambiental –Bacia do Espírito Santo (Água Profunda)

Esta análise consiste em uma caracterização da região referencial de chegada, no trecho terrestre, deste gasoduto de escoamento, considerando aspectos de meio físico e elementos socioambientais mais relevantes. Para tal caracterização, foi estabelecido um raio de 25 km no entorno do Polo Cacimbas/ES. A região referencial de chegada do gasoduto situa-se em Linhares, município do norte capixaba, abrangendo a foz do rio Doce.

Há duas unidades de conservação no interior da região, sendo uma de proteção integral (Reserva Biológica de Comboios) e uma de uso sustentável (Área de Relevante Interesse Ecológico do Degredo), ambas com possibilidade de desvio pelo traçado do gasoduto.

Destaca-se a presença de áreas prioritárias de desovas de tartarugas por toda a faixa de litoral, havendo estruturas do Projeto TAMAR dentro da Reserva Biológica de Comboios e no distrito de Regência. Portanto, deve-se atentar para medidas que evitem ou mitiguem impactos na fauna durante a construção do gasoduto, caso o projeto se viabilize.

Na região são verificadas áreas de pastagem, de cultivos agrícolas, em especial de cana-de-açúcar, de silvicultura, e de vegetação nativa, principalmente nas margens do rio Doce. Na faixa litorânea e adjacências observa-se a presença de cordões litorâneos e áreas de restinga. Conforme base de dados consultada, não há terras indígenas, territórios quilombolas ou projetos de assentamento rural no interior da região.

De acordo com a base de dados consultada, predominam planícies aluvionares, lacustres e marinhas com declividades planas (0 a 3%). Essas unidades consistem em depósitos sedimentares marinhos, lacustres ou aluvionares que correspondem a materiais de granulometria e composições diversas, sinalizando complexidade geotécnica dos terrenos. As planícies marinhas pressupõem a prevalência de materiais arenosos, enquanto as demais apresentam maior intercalação de areia,

silte, argila e, ocasionalmente, turfa. Segundo o mapa de geodiversidade do Estado do ES (CPRM, 2017), as planícies aluvionares e lacustres, além das condições geotécnicas desfavoráveis, apresentam ainda suscetibilidade à inundação. A principal travessia eventual sobre cursos d'água refere-se ao rio Doce, com trechos que superam 1 km de extensão. Importante registrar que três gasodutos e um oleoduto já realizam travessia sobre o rio Doce.

A área de estudo possui sobreposição com 189 processos minerários registrados na ANM. Predominam processos de autorização e requerimento de pesquisa, requerimento de lavra e licenciamento para a exploração de areia, sais de potássio, dentre outras substâncias, além de diversos blocos em disponibilidade. Há apenas um processo em fase de concessão de lavra para a exploração de argila. Cabe destacar a concentração de processos minerários marinhos para exploração de sais de potássio na área de estudo.

Constam na área de estudo alguns blocos de exploração e campos de produção de gás natural, conforme Figura 17. Portanto, quando da definição do traçado final do gasoduto, deve-se ter atenção aos equipamentos de produção e escoamento dos campos de gás natural existentes na região.

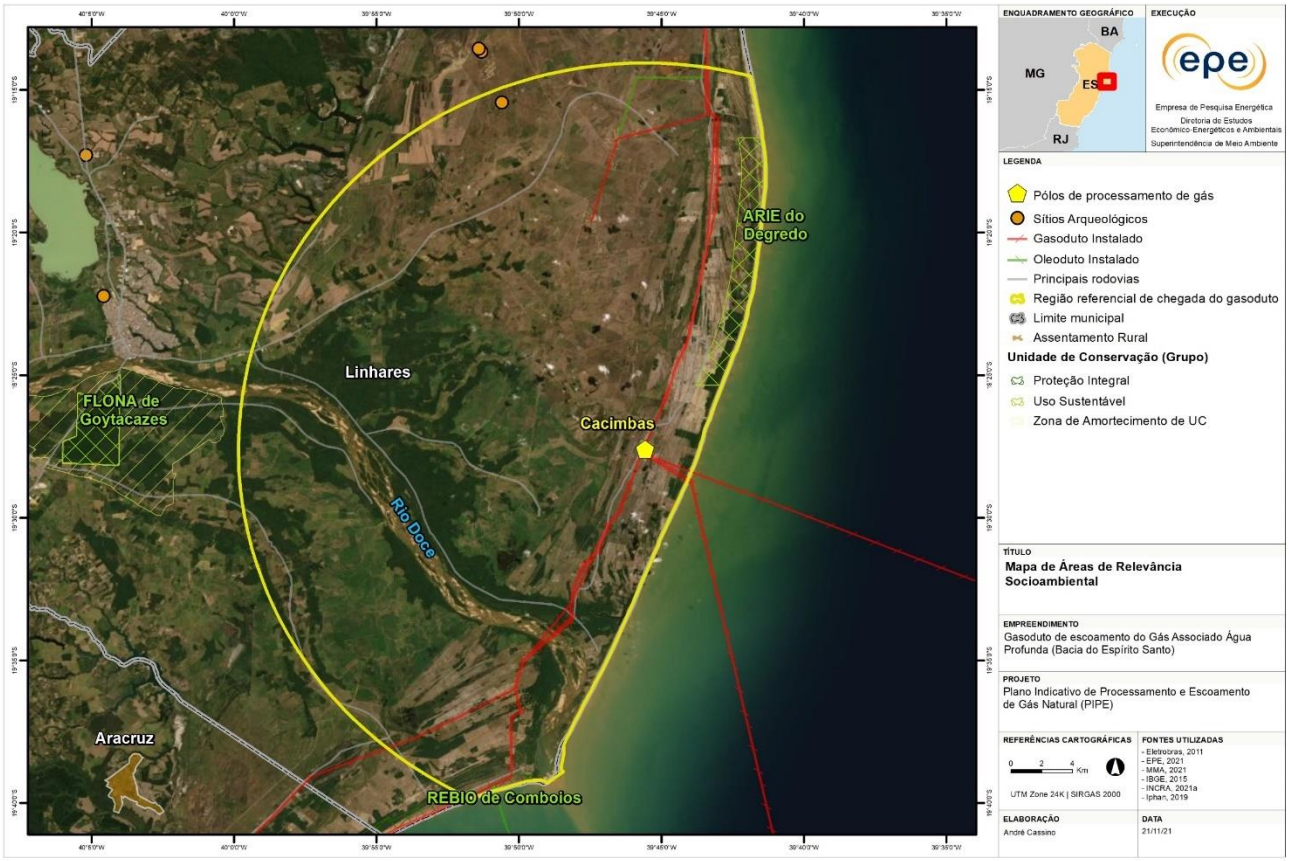

Figura 17. Áreas de relevância socioambiental na região de chegada do gasoduto
Fonte: Elaboração Própria.

5.3. Gás Não Associado Água Profunda (Bacia de Sergipe-Alagoas)

O projeto de gás não associado em água profunda analisado teve como base os projetos existentes na Bacia do Sergipe-Alagoas que se encontram próximos ao bloco BM-SEAL-4A, com características geológicas e de composição do gás natural aproximadas. Neste caso, considerou-se

que o gás natural seria conectado por um gasoduto de escoamento até o litoral, onde ocorreria seu processamento. Na Figura 18, o projeto é apresentado esquematicamente.

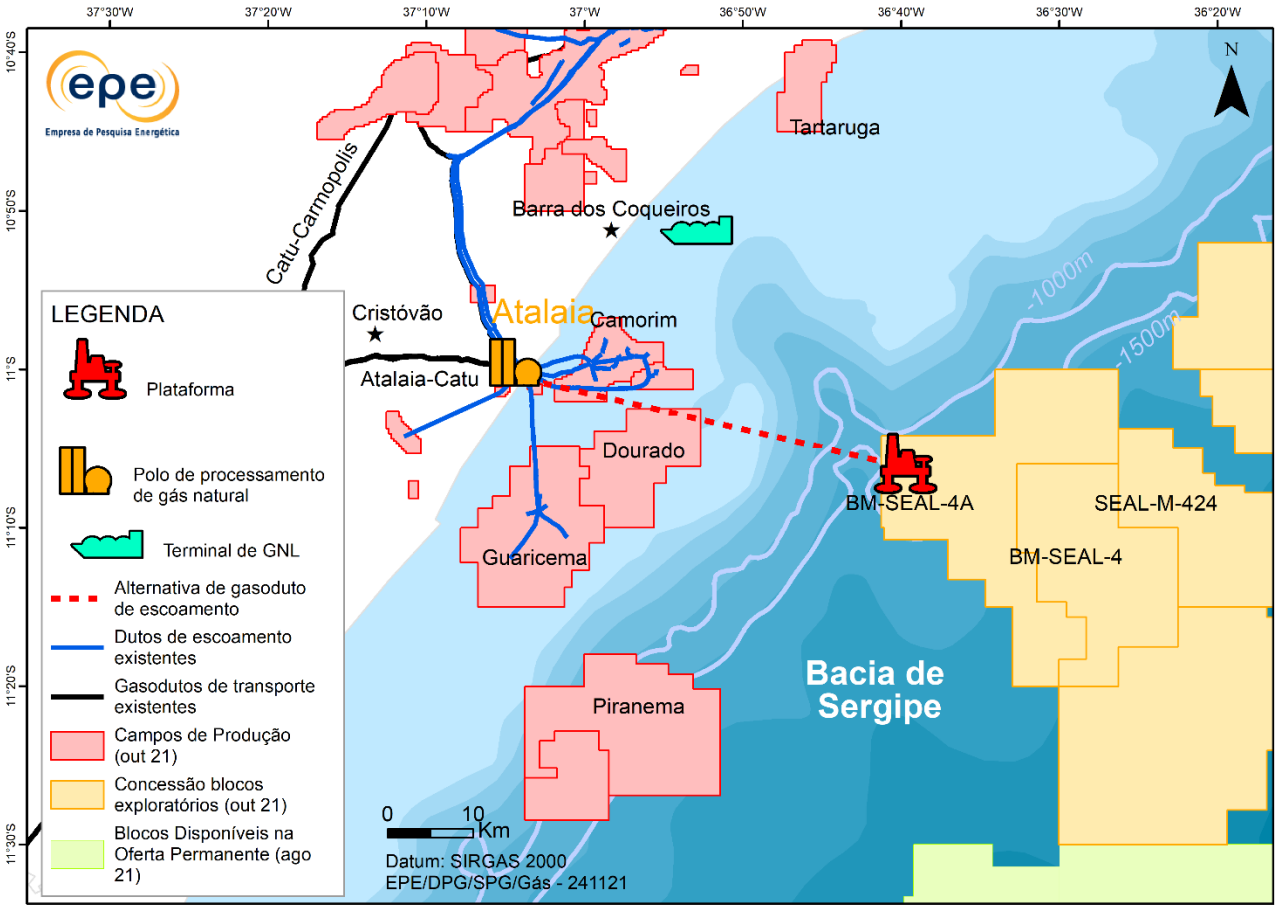

Figura 18. Gás Não Associado Água Profunda (Bacia do Sergipe-Alagoas)
Fonte: Elaboração Própria.

Devido à similaridade com campos existentes, a vazão de gás natural escolhida foi uma média de 2,83 milhões de m³/dia. Foi considerada como premissa uma distância de 50 km entre a plataforma de produção e a UPGN. Tal premissa resultou em um gasoduto de escoamento com 50 km de extensão e 12 polegadas de diâmetro.

No caso da UPGN, a capacidade adicional de 2,83 milhões de m³/d poderia ser estabelecida como uma nova UPGN, ou como o pagamento pelo acesso de terceiros à UPGN de Atalaia/SE, por meio da assinatura de um contrato sob a égide da Nova Lei do Gás (artigo 28 da Lei nº 14.134/2021, e artigo 16 do Decreto nº 10.712/2021). Para fins de estimativa de custos, foi considerada a instalação de uma nova UPGN, porém a opção do acesso de terceiros poderia ser escolhida pelos empreendedores caso tenha custo igual ou menor do que esta alternativa, e caso as condições de acesso sejam satisfatoriamente atendidas (composição do gás natural, pressão, variações na vazão, entre outras).

Na Tabela 10, é apresentado o resumo dos custos para esta alternativa.

Tabela 10. CAPEX do gasoduto de escoamento para Gás Não Associado Água Profunda (Bacia do Sergipe-Alagoas)

Descrição	R$ mi	
Custos Diretos		
Materiais e Equipamentos	113,7	34%
Construção e Montagem	137,4	41%
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	28,6	9%
Seguros e Certificação	11,2	3%
Contingências	43,6	13%
INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/21)	**334,6**	**100%**

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

No caso da UPGN, considerando-se a tecnologia de Turboexpansão, estimou-se o CAPEX em R$ 1,6 bilhão, relacionados à instalação de uma nova unidade de processamento. Alternativamente, o processamento do gás natural poderia ser realizado na UPGN existente por meio da assinatura de um contrato para acesso de terceiros, caso haja compatibilidade com o gás natural, e o custo seja viável.

Análise Socioambiental –Bacia de Sergipe-Alagoas (Água Profunda)

Esta análise consiste em uma caracterização da região referencial de chegada, no trecho terrestre, destes gasodutos de escoamento, considerando aspectos de meio físico e elementos socioambientais mais relevantes. Para tal caracterização, foi estabelecido um raio de 25 km no entorno Polo Atalaia/SE. A região referencial de chegada do gasoduto em terra abrange oito municípios da Região Metropolitana de Aracajú e seu entorno, em áreas com intensa urbanização. Portanto, caso o gasoduto venha a ser construído, deve-se evitar ou minimizar a interferência em áreas construídas no momento da definição do traçado.

Há 11 unidades de conservação no interior da região, sendo duas de proteção integral e nove de uso sustentável, todas com possibilidade de desvio pelo traçado do gasoduto. Cabe destacar a presença de áreas prioritárias de desovas de tartarugas por toda a faixa de litoral, havendo uma base do Projeto TAMAR no Oceanário de Aracaju, na praia de Atalaia. Logo, devem ser adotadas medidas que evitem ou mitiguem impactos na fauna durante a construção do gasoduto, caso o projeto se viabilize.

Além das áreas urbanas, observa-se, dentro da região referencial, áreas de pastagem, de cultivos agrícolas e fragmentos de vegetação nativa de mata atlântica. Destaca-se a presença da foz dos rios Sergipe e Vaza-Barris.

A região referencial abrange oito projetos de assentamento rural, sendo três em São Cristóvão, três em Iporanga D'Ajuda, um em Santo Amaro das Brotas e um em Nossa Senhora do Socorro. Há ainda dois territórios quilombolas, situados em Aracajú e Laranjeiras. Conforme base georreferencia disponibilizada pelo Iphan, há 22 sítios arqueológicos dentro da região. Destaca-se ainda a presença de 22 cavernas situadas nos municípios de Laranjeiras (14), Nossa Senhora do Socorro (7) e São Cristóvão (1). Caso o gasoduto venha a ser construído, deve-se evitar interferências nos sítios arqueológicos e cavernas.

De acordo com a base de dados consultada, predominam relevo de tabuleiros, planícies e colinas (CPRM, 2010). As planícies são muito expressivas na área de estudo, apresentam declividades planas (0 a 3%) e correspondem a depósitos sedimentares marinhos, aluvionares ou lacustres com materiais de granulometria e composições diversas, sugerindo complexidade geotécnica dos terrenos. As planícies marinhas pressupõem a prevalência de materiais arenosos, enquanto as demais apresentam maior intercalação de areia, silte, argila e, ocasionalmente, turfa.

Os tabuleiros possuem declividades que variam de suave ondulado (3 a 8%) a ondulado (8 a 20%) e correspondem a superfícies aplainadas desenvolvidas sobre rochas sedimentares, apresentando por vezes graus de dissecação do relevo em função das drenagens. A área de estudo apresenta um complexo de canais, lagoas e rios, sinalizando maior complexidade construtiva para a implantação de gasodutos.

A área possui sobreposição com 208 processos minerários registrados na ANM. Predominam processos de autorização de pesquisa, requerimento de pesquisa e requerimento de lavra para a exploração de areia, argilas, água mineral, calcários e sais de potássio, dentre outras substâncias, além de diversos blocos em disponibilidade. Constam 36 processos em concessão de lavra principalmente para exploração de água mineral, argila e calcários.

Constam na área de estudo 13 campos de produção de óleo, sendo sete em operação e seis em devolução. Portanto, quando da definição do traçado final do gasoduto, deve-se ter atenção aos equipamentos de produção e escoamento dos campos de gás natural existentes na região, conforme Figura 19.

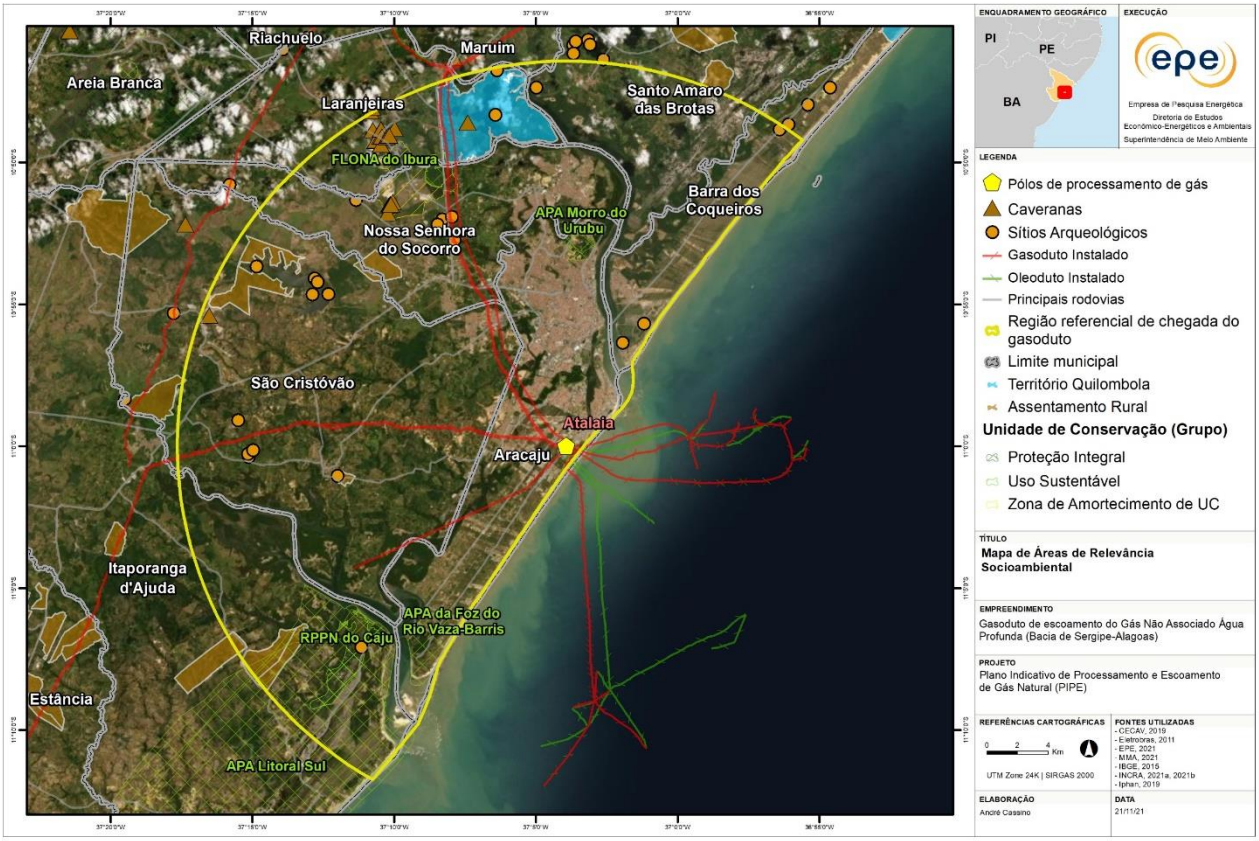

Figura 19. Áreas de relevância socioambiental na região de chegada do gasoduto
Fonte: Elaboração Própria.

5.4. Gás Associado Água Ultra-Profunda (Bacia de Campos)

O projeto de gás associado em água ultra-profunda analisado teve como base os projetos existentes na Bacia de Campos que se encontram próximos ao campo de Frade, com características geológicas e de composição do gás natural aproximadas. Neste caso, considerou-se que o gás natural seria movimentado por um gasoduto de escoamento até a malha de escoamento existente, trazido até o litoral e processado. Na Figura 20, o projeto é apresentado esquematicamente.

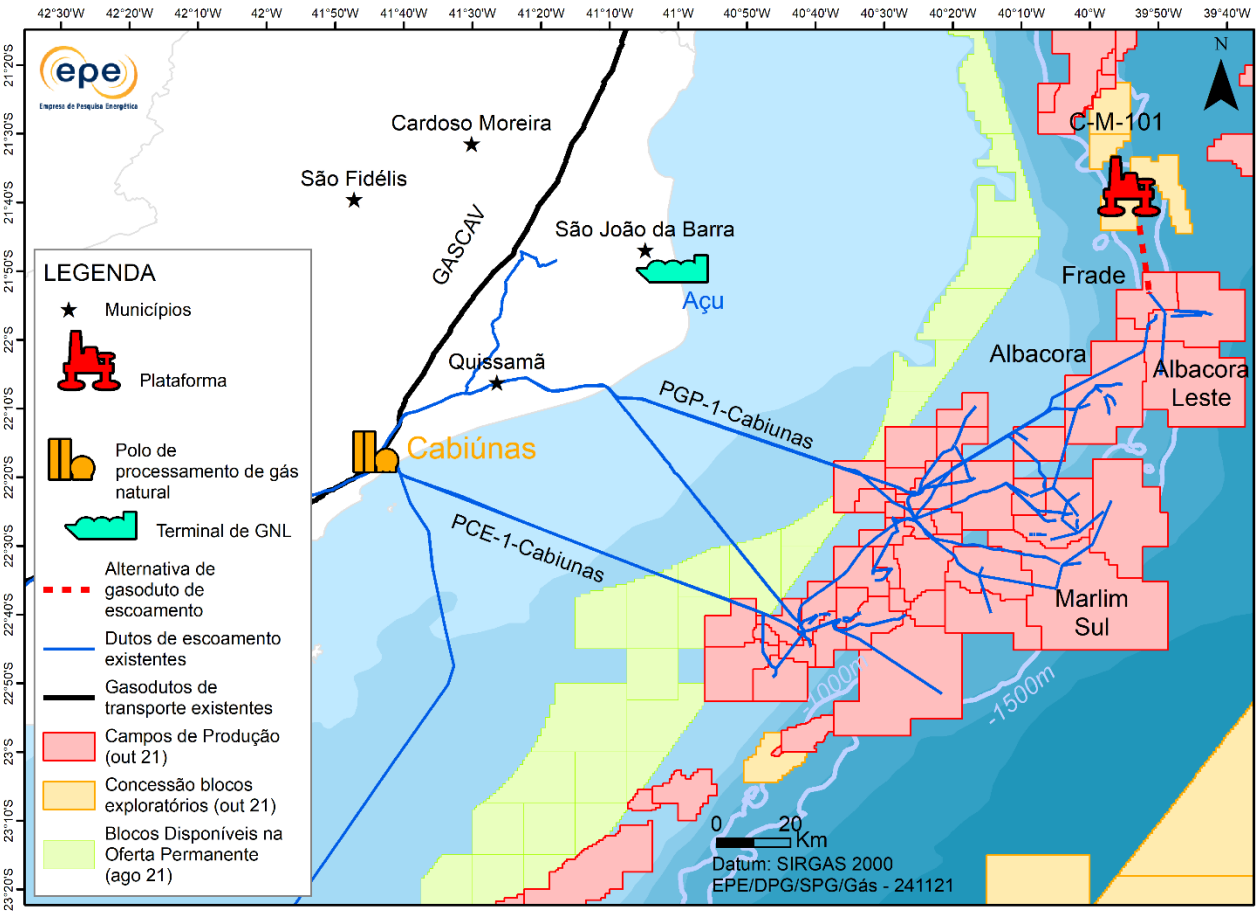

Figura 20. Gás Associado Água Ultra-Profunda (Bacia de Campos)
Fonte: Elaboração Própria.

Devido à similaridade com campos existentes, a vazão de gás natural escolhida foi uma média de 235 mil m³/dia. Foi considerada como premissa uma distância de 14 km entre a plataforma de produção e a malha de escoamento existente. Tal premissa resultou em um gasoduto de escoamento com 14 km de extensão e 3 polegadas de diâmetro.

No caso da UPGN, a capacidade adicional de 235 mil m³/d poderia ser estabelecida como o pagamento pelo acesso de terceiros à UPGN de Cabiúnas/RJ, por meio da assinatura de um contrato sob a égide da Nova Lei do Gás (artigo 28 da Lei nº 14.134/2021, e artigo 16 do Decreto nº 10.712/2021). Para fins de estimativa de custos, foi considerada a instalação de uma nova UPGN, porém a opção do acesso de terceiros poderia ser escolhida pelos empreendedores caso tenha custo

igual ou menor do que esta alternativa, e caso as condições de acesso sejam satisfatoriamente atendidas (composição do gás natural, pressão, variações na vazão, entre outras).

Na Tabela 11, é apresentado o resumo dos custos para esta alternativa.

Tabela 11. CAPEX do gasoduto de escoamento para Gás Associado Água Ultra-Profunda (Bacia de Campos)

Descrição	R$ mi	
Custos Diretos		
Materiais e Equipamentos	30,8	24%
Construção e Montagem	58,9	46%
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	16,8	13%
Seguros e Certificação	4,3	3%
Contingências	16,6	13%
INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/21)	**127,4**	**100%**

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

No caso da UPGN, considerando-se a tecnologia de Turboexpansão, estimou-se o CAPEX em R$ 1,1 bilhão, relacionados à instalação de uma nova unidade de processamento. Alternativamente, o processamento do gás natural poderia ser realizado na UPGN existente por meio da assinatura de um contrato para acesso de terceiros, caso haja compatibilidade com o gás natural, e o custo seja viável.

Análise Socioambiental –Bacia de Campos (Água Ultra Profunda)

Não foi realizada análise socioambiental deste projeto, devido ao gasoduto de escoamento considerado não possuir conexão direta com o litoral. Conforme avaliado, a alternativa Gás Associado Água Ultra-Profunda (Bacia de Campos) se conecta ao sistema de coleta e escoamento de produção já existente, nas proximidades de Frade e Albacora. Posteriormente, os volumes ali coletados seguem para o litoral por dutos de escoamento já existentes, cujas análises socioambientais relativas ao traçado de chegada à costa já foram realizadas e aprovadas.

5.5. Gás Não Associado Água Ultra-Profunda (Bacia do Espírito Santo)

O projeto de gás não associado em água ultra-profunda analisado teve como base os projetos existentes na Bacia do Espírito Santo que se encontram próximos ao campo de Canapu, com características geológicas e de composição do gás natural aproximadas. Neste caso, considerou-se que o gás natural seria movimentado por um gasoduto de escoamento até a malha de escoamento existente, trazido até o litoral e processado. Na Figura 21, o projeto é apresentado esquematicamente.

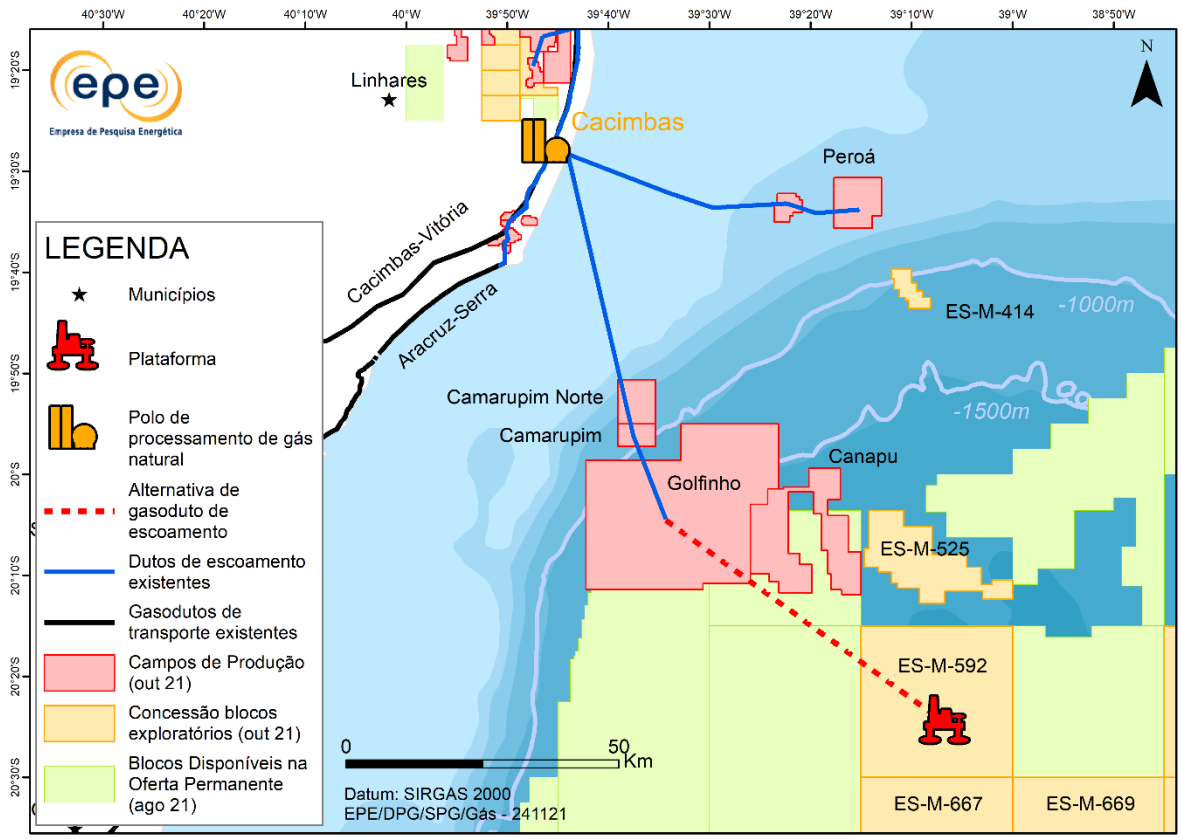

Figura 21. Gás Não Associado Água Ultra-Profunda (Bacia do Espírito Santo)
Fonte: Elaboração Própria.

Devido à similaridade com campos existentes, a vazão de gás natural escolhida foi uma média de 1,82 milhões de m³/dia. Foi considerada como premissa uma distância de 65 km entre a plataforma de produção e a malha de escoamento existente. Tal premissa resultou em um gasoduto de escoamento com 65 km de extensão e 10 polegadas de diâmetro.

No caso da UPGN, a capacidade adicional de 2,83 milhões de m³/d poderia ser estabelecida como o pagamento pelo acesso de terceiros à UPGN Cacimbas/ES, por meio da assinatura de um contrato sob a égide da Nova Lei do Gás (artigo 28 da Lei nº 14.134/2021, e artigo 16 do Decreto nº 10.712/2021). Para fins de estimativa de custos, foi considerada a instalação de uma nova UPGN, porém a opção do acesso de terceiros poderia ser escolhida pelos empreendedores caso tenha custo igual ou menor do que esta alternativa, e caso as condições de acesso sejam satisfatoriamente atendidas (composição do gás natural, pressão, variações na vazão, entre outras).

Na Tabela 12, é apresentado o resumo dos custos para esta alternativa.

Tabela 12. CAPEX do gasoduto de escoamento para Gás Não Associado Água Ultra-Profunda (Bacia do Espírito Santo)

Descrição	R$ mi	
Custos Diretos		
Materiais e Equipamentos	112,0	31%
Construção e Montagem	155,6	43%
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	33,1	9%
Seguros e Certificação	12,0	3%
Contingências	46,9	13%
INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/21)	**359,7**	**100%**

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

No caso da UPGN, considerando-se a tecnologia de Turboexpansão, estimou-se o CAPEX em R$ 1,4 bilhão, relacionados à instalação de uma nova unidade de processamento. Alternativamente, o processamento do gás natural poderia ser realizado na UPGN existente por meio da assinatura de um contrato para acesso de terceiros, caso haja compatibilidade com o gás natural, e o custo seja viável.

Análise Socioambiental –Bacia do Espírito Santo (Água Ultra Profunda)

Não foi realizada análise socioambiental deste projeto, devido ao gasoduto de escoamento considerado não possuir conexão direta com o litoral. Conforme avaliado, a alternativa Gás Não Associado Água Ultra-Profunda (Bacia do Espírito Santo) se conecta ao gasoduto de escoamento existente Camarupim/UPGN Cacimbas, cuja análise socioambiental relativa ao traçado de chegada à costa já foi realizada e aprovada.

6. Análise de Hubs *Offshore*

A análise dos hubs offshore foi realizada adotando-se como premissa que seriam compostos de plataformas com capacidade de compressão para 20 milhões de m³/dia de gás natural, conectadas a gasodutos de escoamento da produção dotados de válvulas de espera em sua extensão, permitindo a conexão futura de diversos projetos. Em suas extremidades, os gasodutos de escoamento poderiam inicialmente estar conectados às malhas de escoamento existentes, ou a projetos mais distantes dos centros de compressão definidos.

6.1. Hub na Bacia de Campos

O hub analisado na Bacia de Campos teve como base os projetos existentes nesta Bacia, com características geológicas e de composição do gás natural aproximadas. Neste caso, considerou-se que o gás natural seria recolhido de diversos projetos próximos por meio de um gasoduto de escoamento, trazido até a plataforma, processado de forma primária, comprimido e redirecionado à malha de escoamento existente. Na Figura 22, o projeto é apresentado esquematicamente.

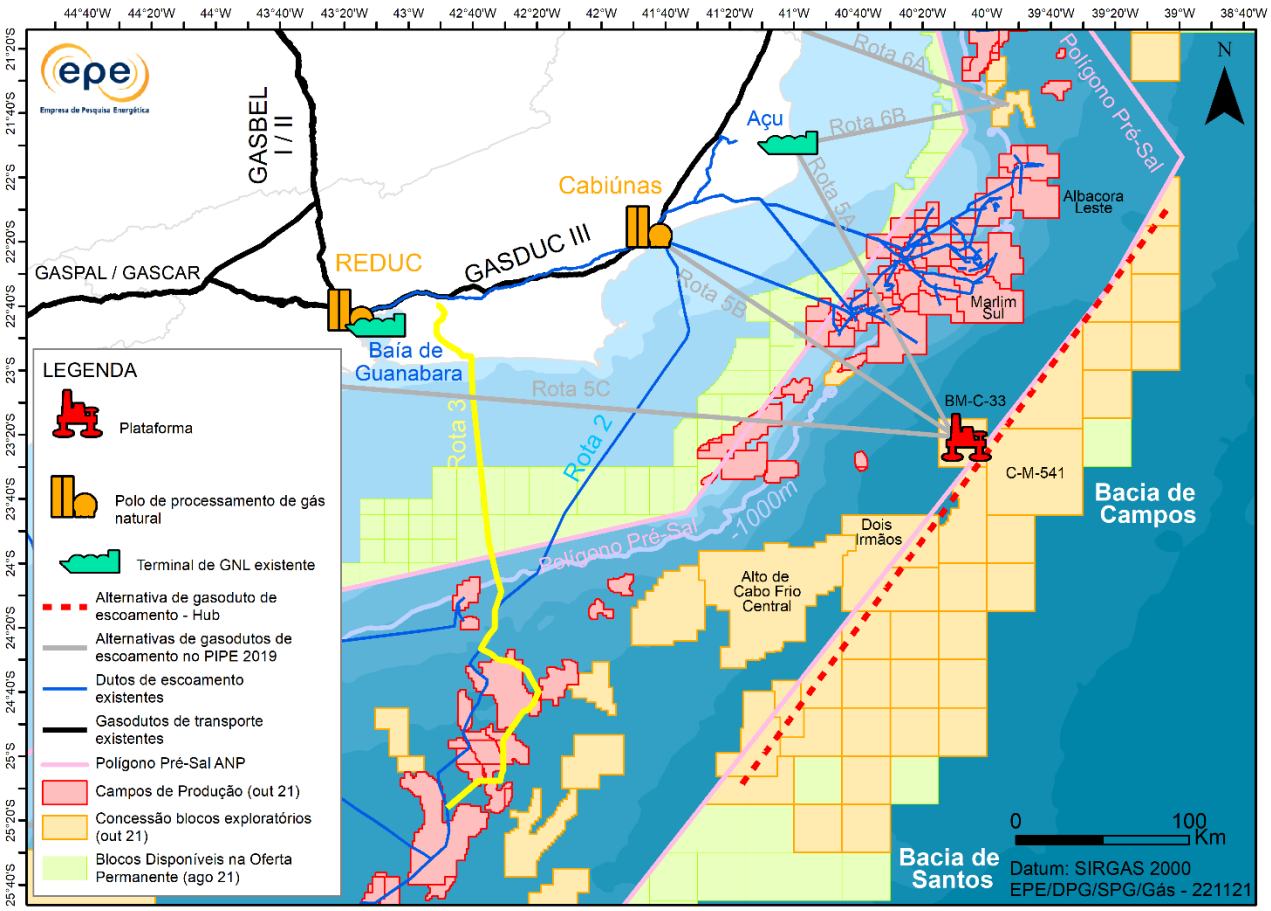

Figura 22. Hub na Bacia de Campos
Fonte: Elaboração Própria.

Foi considerada como premissa uma extensão total de 415 km para os gasodutos de escoamento conectados à plataforma de compressão e utilizados para coleta de gás natural. Tal premissa resultou em gasodutos de escoamento com 28 polegadas de diâmetro.

Na Tabela 13, é apresentado o resumo dos custos para esta alternativa.

Tabela 13. CAPEX do gasoduto de escoamento para o Hub na Bacia de Campos

Descrição	R$ mi	
Custos Diretos		
Materiais e Equipamentos	1.934,4	48%
Construção e Montagem	1.297,4	32%
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	116,8	3%
Seguros e Certificação	133,9	3%
Contingências	522,4	13%
INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/21)	**4.005,0**	**100%**

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

Estimou-se o CAPEX adicional de R$ 4,9 bilhões relacionados à instalação de uma nova plataforma preparada para a compressão e o redirecionamento de 20 milhões de m³/dia de gás natural. Considerou-se que o processamento do gás natural seria realizado nas UPGNs já existentes, e que tenham capacidade de processamento disponível, sendo o *hub* analisado responsável apenas pelo escoamento e pela gestão do fluxo de gás natural entre os dutos conectados ao mesmo.

Análise Socioambiental –Hub Bacia do Campos

Não foi realizada análise socioambiental deste projeto, devido ao gasoduto de escoamento considerado ser inteiramente *offshore* e não possuir conexão direta com o litoral, sendo um sistema de coleta de produções de diversas áreas produtoras com o objetivo de posterior escoamento através de rota a ser definida pelos interessados (Rotas 5A, 5B ou 5C, já apresentadas no PIPE 2019 ou rota definida pelos agentes).

6.2. Hub na Bacia do Espírito Santo

O hub analisado na Bacia do Espírito Santo teve como base os projetos existentes nesta Bacia, com características geológicas e de composição do gás natural aproximadas. Neste caso, considerou-se que o gás natural seria recolhido de diversos projetos próximos por meio de um gasoduto de escoamento, trazido até a plataforma, processado de forma primária, comprimido e redirecionado entre as malhas de escoamento existentes na Bacia de Campos e na Bacia do Espírito Santo. Na Figura 23, o projeto é apresentado esquematicamente.

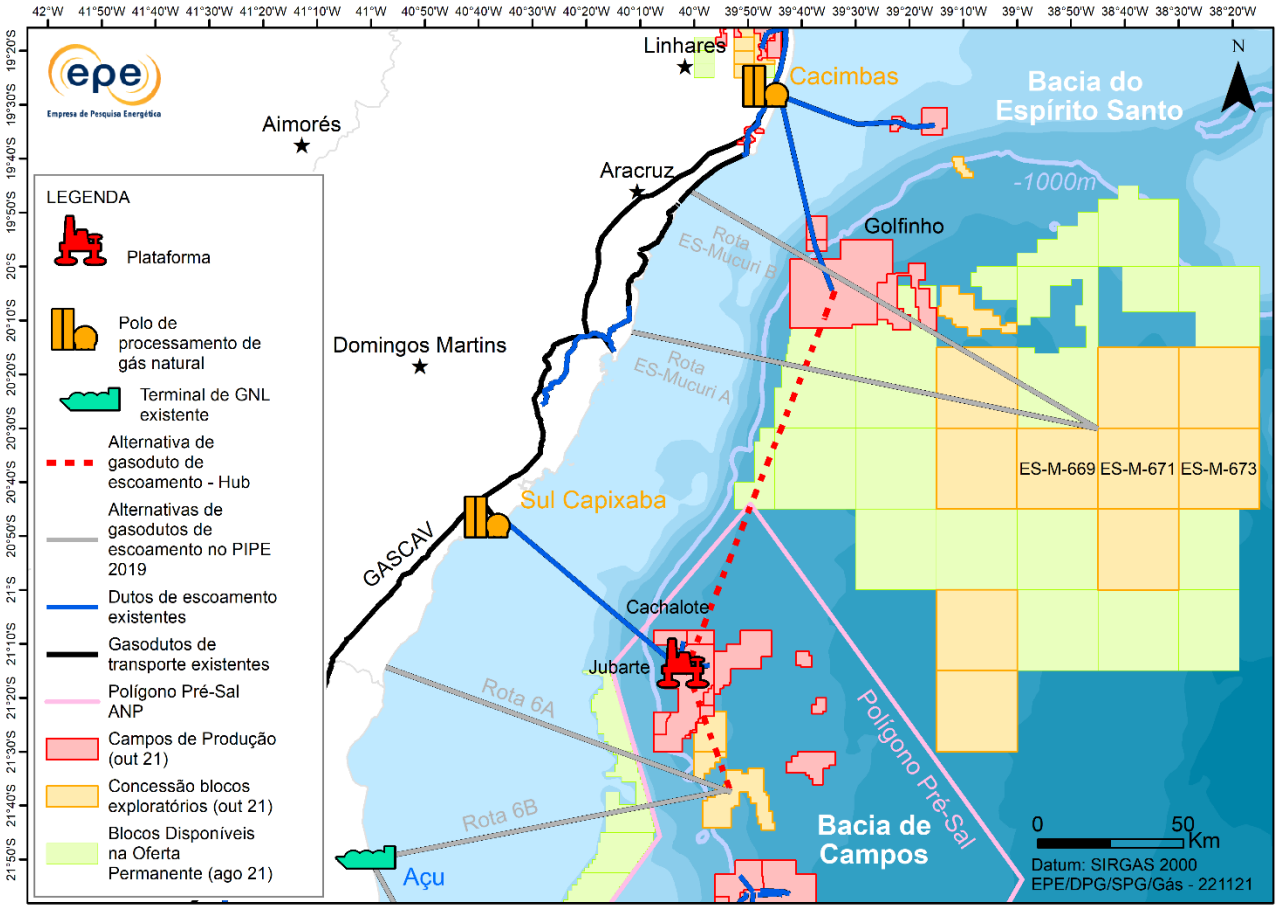

Figura 23. Hub na Bacia do Espírito Santo
Fonte: Elaboração Própria.

Foi considerada como premissa uma extensão total de 182 km para os gasodutos de escoamento conectados à plataforma de compressão e utilizados para coleta de gás natural. Tal premissa resultou em gasodutos de escoamento com 28 polegadas de diâmetro.

Na Tabela 14, é apresentado o resumo dos custos para esta alternativa.

Tabela 14. CAPEX do gasoduto de escoamento para o Hub na Bacia do Espírito Santo

Descrição	R$ mi	
Custos Diretos		
Materiais e Equipamentos	968,2	46%
Construção e Montagem	728,3	34%
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	68,9	3%
Seguros e Certificação	70,6	3%
Contingências	275,4	13%
INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/21)	**2.111,4**	**100%**

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

Estimou-se o CAPEX adicional de R$ 4,7 bilhões relacionados à instalação de uma nova plataforma preparada para a compressão e o redirecionamento de 20 milhões de m³/dia de gás

natural. Considerou-se que o processamento do gás natural seria realizado nas UPGNs já existentes, e que tenham capacidade de processamento disponível, sendo o *hub* analisado responsável apenas pelo escoamento e pela gestão do fluxo de gás natural entre os dutos conectados ao mesmo.

Análise Socioambiental –Hub Bacia do Espírito Santo

Não foi realizada análise socioambiental deste projeto, devido ao gasoduto de escoamento ser inteiramente *offshore* e não possuir conexão direta com o litoral, sendo um sistema de coleta de produções de áreas produtoras com o objetivo de permitir a movimentação do gás entre bacias e possibilitar o envio para diferentes pontos de chegada em terra. Destaca-se que foi considerado que o posterior escoamento poderia ser realizado através de rota a ser definida pelos interessados (Rotas 6A ou 6B, já apresentadas no PIPE 2019 ou rota definida pelos agentes) ou através do gasoduto de escoamento Camarupim/UPGN Cacimbas, cuja análise socioambiental relativa ao traçado de chegada à costa já foi realizada e aprovada.

6.3. Hub na Bacia de Sergipe-Alagoas

O hub analisado na Bacia do Sergipe-Alagoas teve como base os projetos existentes nesta Bacia, com características geológicas e de composição do gás natural aproximadas. Neste caso, considerou-se que o gás natural seria recolhido de diversos projetos próximos por meio de um gasoduto de escoamento, trazido até a plataforma, processado de forma primária, comprimido e redirecionado à malha de escoamento existente. Na Figura 24, o projeto é apresentado esquematicamente.

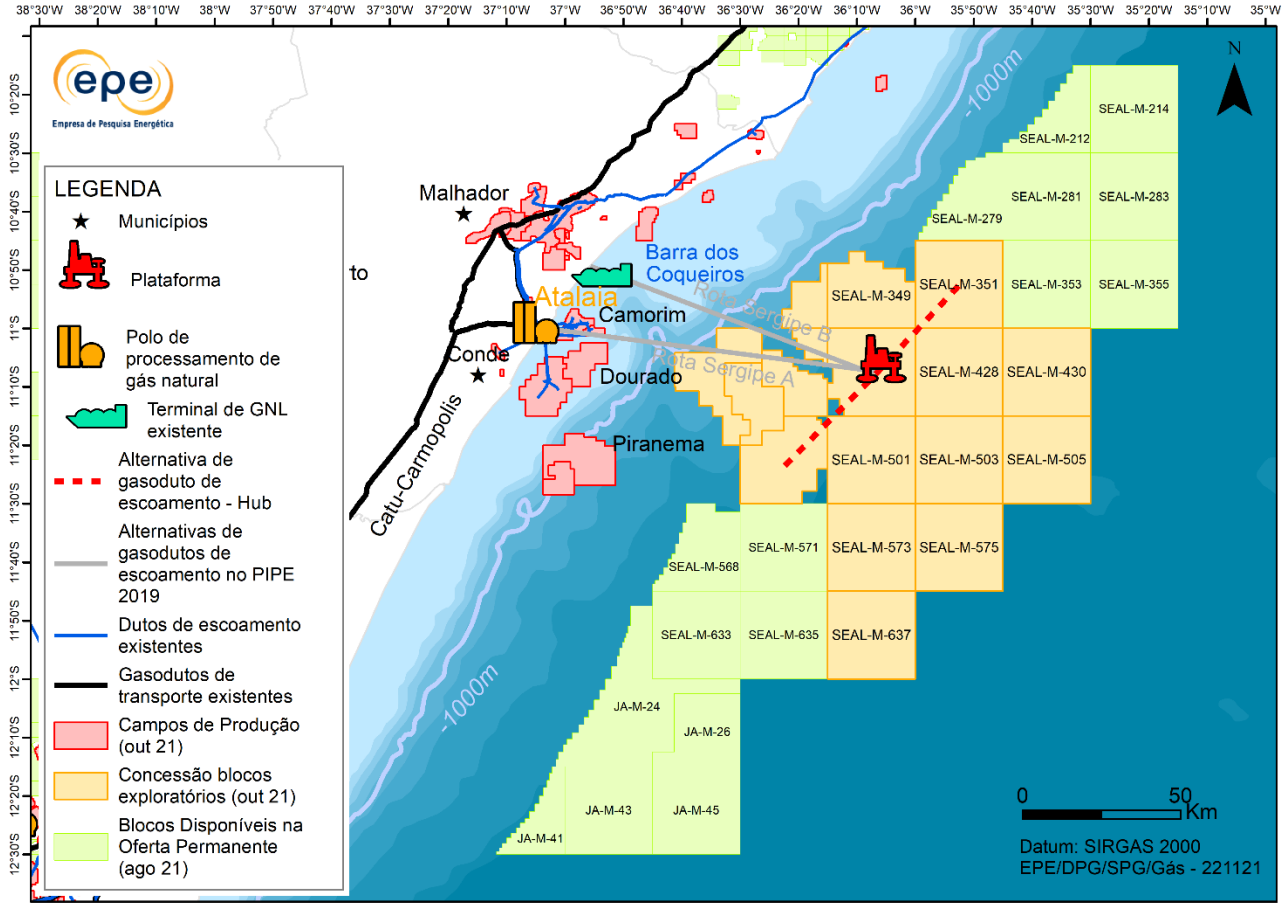

Figura 24. Hub na Bacia do Sergipe-Alagoas
Fonte: Elaboração Própria.

Foi considerada como premissa uma extensão total de 80 km para os gasodutos de escoamento conectados à plataforma de compressão e utilizados para coleta de gás natural. Tal premissa resultou em gasodutos de escoamento com 28 polegadas de diâmetro.

Na Tabela 15, é apresentado o resumo dos custos para esta alternativa.

Tabela 15. CAPEX do gasoduto de escoamento para o Hub na Bacia do Sergipe-Alagoas

Descrição	R$ mi	
Custos Diretos		
Materiais e Equipamentos	408,8	46%
Construção e Montagem	292,0	33%
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	46,7	5%
Seguros e Certificação	29,9	3%
Contingências	116,6	13%
INVESTIMENTO TOTAL (data-base jun/21)	**893,9**	**100%**

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

Estimou-se o CAPEX adicional de R$ 5,5 bilhões relacionados à instalação de uma nova plataforma preparada para a compressão e o redirecionamento de 20 milhões de m³/dia de gás

natural. Considerou-se que o processamento do gás natural seria realizado nas UPGNs já existentes, e que tenham capacidade de processamento disponível, sendo o *hub* analisado responsável apenas pelo escoamento e pela gestão do fluxo de gás natural entre os dutos conectados ao mesmo.

Análise Socioambiental –Hub Bacia de Sergipe-Alagoas

Não foi realizada análise socioambiental deste projeto, devido ao gasoduto de escoamento considerado ser inteiramente *offshore* e não possuir conexão direta com o litoral, sendo um sistema de coleta de produções de diversas áreas produtoras com o objetivo de posterior escoamento através de rota a ser definida pelos interessados (Rotas Sergipe A e Sergipe B, já apresentadas no PIPE 2019 ou rota definida pelos agentes).

7. Resultados e Discussão

Conforme abordado no documento, foram estudados no presente ciclo do PIPE um total de 1.562 km de gasodutos de escoamento, englobando 100 milhões de m³/dia de capacidade de escoamento de gás natural. Os projetos de gasodutos de escoamento analisados somam um total de R$ 11 bilhões em investimentos, enquanto as UPGNs somam cerca de R$ 17 bilhões, e os *hubs* somam cerca de R$ 15 bilhões que podem ser investidos nos próximos anos no País.

Na Tabela 16, são apresentados resumidamente os projetos estudados, assim como suas principais características técnicas e custos estimados.

Tabela 16. Resumo dos Projetos analisados no PIPE 2021

	Projeto	Extensão (km)	Diâmetro (pol)	Vazão (MMm³/d)	CAPEX gasoduto escoamento (R$ milhões)	CAPEX da UPGN ou do *hub* (R$ milhões)
	Projetos em Ambiente Terrestre					
A	GA Onshore (Bacia do Solimões)	34	12	2,7	73,7	1.561,8
B	GNA Onshore (Bacia do Solimões)	174	10	1,6	327,8	1.331,3
C	GNA Onshore (Bacia do Parnaíba)	98	12	2,0	170,7	1.408,8
	Projetos em Ambiente Marítimo (Pré-Sal)					
D	GA no Pré-Sal (Bacia de Campos)	205	16	16,0	1.602,8	-
E	GA no Pré-Sal (Bacia de Santos) tie-back 1	12	14	3,9	245,8	1.800,5
F	GA no Pré-Sal (Bacia de Santos) tie-back 2	8	12	3,3	207,9	1.676,0
	Projetos em Ambiente Marítimo (Pós-Sal)					
G	GA Mar Costeiro (Bacia de Camamu-Almada)	35	3	0,2	110,3	1.046,1
H	GNA Mar Costeiro (Bacia de Camamu-Almada)	70	20	7,0	445,5	2.439,0
I	GA Água Profunda (Bacia do Espírito Santo)	65	8	1,3	313,8	1.268,1
J	GNA Água Profunda (Bacia de Sergipe-Alagoas)	50	12	2,8	334,6	1.588,3
K	GA Água Ultra-Profunda (Bacia de Campos)	14	3	0,2	127,4	1.059,0
L	GNA Água Ultra-Profunda (Bacia do Espírito Santo)	65	10	1,8	359,7	1.382,3
	Projetos de Hubs offshore de Gás Natural					
M	Hub na Bacia de Campos	415	28	20,0	4.005,0	4.879,2
N	Hub na Bacia do Espírito Santo	182	28	20,0	2.111,4	4.673,8
O	Hub na Bacia de Sergipe-Alagoas	80	28	20,0	893,9	5.464,2
	TOTAL	**1.562**	**N.A.**	**100,4**	**11.448,3**	**31.578,2**

Nota: As letras na primeira coluna referem-se à localização aproximadas das alternativas no mapa do Brasil.
Fonte: elaboração própria EPE.

Os projetos foram analisados de forma a abarcarem premissas e características típicas para dado ambiente exploratório, tipo de gás natural (associado ou não ao petróleo) e bacia sedimentar, tendo como base dados técnicos de campos produtores próximos, principalmente aqueles cujo Sumário Executivo dos Planos de Desenvolvimento foi disponibilizado no *site* da ANP.

Sendo assim, é importante ressaltar que as características dos projetos específicos, uma vez que forem detalhados pelos agentes, podem variar consideravelmente. Ademais, devido às estimativas terem sido realizadas em uma metodologia compatível com estudos a nível conceitual, espera-se uma variação de -50% a +100% nos custos após detalhamento, faixa indicada por AACEI (2011) para este tipo de análise.

A Figura 25 apresenta a localização dos projetos estudados neste documento.

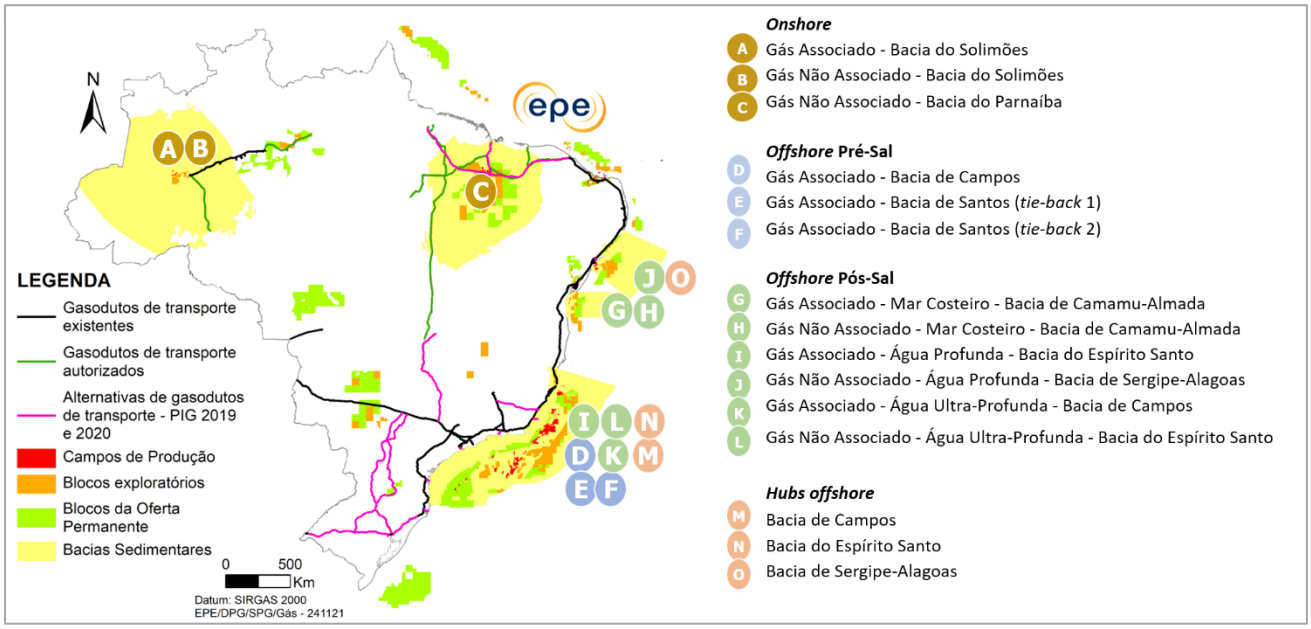

Figura 25. Mapa de localização das alternativas de gasodutos de escoamento estudadas
Fonte: elaboração própria.

8. Atualizações sobre Projetos

Nesta Seção, serão apresentadas as principais informações divulgadas na mídia especializada e nos sites das companhias relacionadas aos projetos analisados nos ciclos anteriores do PIPE.

Deve-se levar em conta que algumas das alternativas avaliadas pela EPE a nível conceitual, e indicadas como oportunidades nos Planos Indicativos, podem vir a ser detalhadas pelas empresas em modelos de negócio diferentes daqueles considerados inicialmente pela EPE. Estas alterações podem se dar devido a novas informações obtidas durante o detalhamento dos projetos, devido à mudança nos condicionantes de mercado que se apresentam no momento da elaboração do projeto básico ou da construção das alternativas, ou devido a novas tecnologias ou modelos de negócio que por ventura se mostrem mais vantajosos técnica, econômica e/ou socioambientalmente.

Na Tabela 17 são apresentados os projetos analisados no ciclo anterior do PIPE, assim como suas principais atualizações ou projetos similares que tenham sido detalhados pelas companhias desde então. Em 2014, a Cosan, através da Rota 4 Participações S.A., entrou com um pedido de licenciamento da Rota 4a no IBAMA. Em 2019 foi emitida a Licença/Autorização - ABio 1183/2019. A mesma empresa também entrou com o processo de licenciamento da Rota 4b (processo nº 02001.037018/2019-09). Este projeto conta com um gasoduto com 313 km de extensão, sendo 294 km no mar e 19 km em terra, ligando o polo de produção do pré-sal da Bacia de Santos até a Ilha da Madeira, no Porto de Itaguaí, no Rio de Janeiro. Além do gasoduto o projeto também prevê a instalação de uma UPGN nas instalações do Porto de Itaguaí (EPBR, 2020).

Quanto ao gasoduto de escoamento da Bacia de Sergipe para a terra, a Petrobras, em seu plano estratégico, indicou a implantação de um novo sistema de escoamento de gás com capacidade de 18 milhões de m³/dia. Contudo, esse projeto está ainda em fase de planejamento e a previsão de início de operação será após o ano de 2026 (PETROBRAS, 2021b).

Relativo as demais UPGNs, foi identificado que a UPGN localizada no Terminal Portuário de Macaé (TEPOR) já se encontra com Licença Prévia de nº IN050584 com uma capacidade de processamento de até 60 milhões de m³/dia.

Quanto aos demais projetos não foram identificados avanços ao longo desse período. Além disso, destaca-se os avanços no projeto relativo ao sistema de escoamento de gás não associado BM-C-33, objeto de estudo do PIPE 2021, o qual é planejado um gasoduto com capacidade de escoamento para 16 milhões de m³/dia de gás, com volumes médios estimados em 14 milhões de m³/dia (EQUINOR,2021).

Tabela 17. Andamento dos Projetos analisados no PIPE 2019

	Empreendimento	Estudos Iniciais	Em Processo de Licenciamento*	FID	Em Construção
4a	Bacia de Santos – Cubatão/SP: Rota 4a	■	■		
4b	Bacia de Santos – Porto De Itaguaí/RJ: Rota 4b	■	■		
5a	Bacia de Campos – Porto Do Açu/RJ: Rota 5a	■			
5b	Bacia de Campos – TEPOR/RJ: Rota 5b	■	■		
5c	Bacia de Campos - Porto De Itaguaí/RJ: Rota 5c	■			
6a	Bacia de Campos - Porto Central/ES: Rota 6a	■			
6b	Bacia de Campos - Porto Do Açu/RJ: Rota 6b	■			
ESa	Bacia do Espírito Santo-Mucuri – Porto Imetame/ES: Rota ES-Mucuri-A	■			
ESb	Bacia do Espírito Santo-Mucuri – UPGN Cacimbas/ES: Rota ES-Mucuri-B	■			
SEa	Bacia Sergipe-Alagoas – UPGN Atalaia/SE: Rota SEAL-A	■			
SEb	Bacia Sergipe-Alagoas – Porto De Sergipe/SE: Rota SEAL-B	■			

Fonte: elaboração própria EPE.

*: 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.

9. Considerações finais

Ao analisar as projeções de expansão da produção de gás natural no horizonte de 2021 a 2030, fica evidenciada a necessidade de infraestruturas para escoamento e processamento de gás natural de modo a suportar as perspectivas de aumento da produção nacional nesse período, em especial àquelas oriundas das Bacias de Santos, Campos, Solimões e Parnaíba. Destaca-se que as ofertas de capacidade de escoamento e processamento necessárias à estas expansões podem ser obtidas através de construção dos gasodutos ou UPGNs ou através de acesso a terceiros, mediante contrato entre as partes e compatibilidade entre os gases a serem escoados/processados.

Outro ponto que merece destaque é a retomada da economia com o arrefecimento da pandemia de Covid-19, resultando em possível desajuste entre oferta e demanda de combustíveis durante algum tempo. Assim, espera-se que isso se reflita nos preços atuais e nas projeções de preços dessas *commodities* para os próximos anos, o que reforça a necessidade de expansão da infraestrutura de escoamento e processamento de gás ao mercado nacional.

Em vista destes fatores, o PIPE 2021 buscou mapear alternativas com o objetivo de apresentar opções aos empreendedores. Foram analisados, nesta edição do PIPE, campos de produção e blocos exploratórios ainda não atendidos por gasodutos de escoamento apresentando oportunidades de investimentos nestas infraestruturas, bem como polos de processamento de gás natural, com o objetivo de subsidiar o planejamento da infraestrutura brasileira de gás natural.

No presente documento foram analisadas alternativas em ambiente *onshore* (tanto associado quanto não associado) e em ambiente *offshore*. Com relação aos projetos *offshore*, estes apresentam maior diversidade de alternativas estudadas, tendo sido avaliados conexões diretas ao litoral, conexão a infraestruturas de escoamento já existentes e, por fim, *hubs* offshore de gás capazes de receber, comprimir e redirecionar correntes de gás natural entre sistemas de escoamento ou UPGNs aos quais o *hub* estivesse conectado. Destaca-se que os projetos avaliados levaram em conta premissas e características típicas para dado ambiente exploratório, tipo de gás natural (associado ou não ao petróleo) e bacia sedimentar, tendo como base dados técnicos de campos produtores próximos, principalmente aqueles cujo Sumário Executivo dos Planos de Desenvolvimento foi disponibilizado no *site* da ANP.

Os projetos avaliados no ciclo 2021 do PIPE representam um total de 1.562 km de gasodutos de escoamento, englobando 100 milhões de m³/dia de capacidade de escoamento de gás natural e um total de R$ 11 bilhões em investimentos. Já as UPGNs somam cerca de R$ 17 bilhões enquanto os *hubs* estudados somam cerca de R$ 15 bilhões que podem ser investidos nos próximos anos no País. Nesta edição os projetos avaliados englobaram 6 estados, sendo eles: Amazonas e Maranhão para os projetos *onshore* e Rio de Janeiro, Bahia, Espírito Santo e Sergipe para os projetos *offshore*.

Destaca-se que os investimentos a serem realizados pelos empreendedores dependerão da escolha dos traçados a serem efetivamente construídos dentre as opções mapeadas pela EPE, estando, as alternativas apresentadas nesta edição do PIPE, sujeitas a alterações em favor de projetos ou modelos de negócios que melhor se adequem às decisões estratégicas dos produtores de gás natural quanto à monetização dos volumes produzidos. Adicionalmente, opções como injeção para aprimoramento da recuperação do óleo, liquefação ou processamento *offshore* bem como tecnologias de conversão *gas-to-liquids* (GTL) também podem fazer parte do escopo de alternativas dos empreendedores. Também é relevante destacar que estas infraestruturas, conforme apresentadas neste PIPE além das demais opções mencionadas podem ser construídas de forma

conjunta ou por empresas independentes com o intuito de vender serviços de escoamento e/ou processamento aos produtores.

Por fim, é relevante destacar que alguns dos projetos analisados caracterizam-se por seus pequenos volumes, de modo que os custos relativos ao seu escoamento e processamento podem ser expressivos, devido à parcela fixa destes custos. Tal característica pode prejudicar a viabilidade destes projetos de forma individual. No entanto, esta edição do PIPE evidencia que projetos nesta situação podem se valer de outros mecanismos para monetização deste gás. Neste sentido, podem ser empregadas as alternativas *offshore* de monetização de gás apresentadas em EPE (2020c), através de projetos integrados de forma a construir as infraestruturas de forma compartilhada ou, conforme já citado, a possibilidade de acesso destes menores volumes a infraestrutura de terceiros.

10. Referências bibliográficas

AACEI. Association for the Advancement of Cost Engineering International, 2011. Sistema de Classificação para estimativa de custos. Disponível em: <http://brasil-aacei.org/wp-content/uploads/2016/09/17R-97-Sistema-de-Classificacao-para-Estimativa-de-Custos.pdf>. Acesso em: 11 jun. 2021.

ANM. Agência Nacional de Mineração, 2021. Processos Minerários (arquivos vetoriais). Disponível em: http://www.anm.gov.br/assuntos/ao-minerador/sigmine. Acesso: outubro de 2021.

ANP. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2021a. Base de dados georreferenciados da ANP. Disponível em: < http://geo.anp.gov.br/home >. Acesso em: 08 nov. 2021.

____, 2021b. Gestão de contratos de E&P. Orientações aos concessionários e contratados. Plano de Avaliação de Descoberta. Disponível em: < https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/orientacoes-aos-concessionarios-e-contratados/plano-de-avaliacao-de-descoberta >. Acesso em: 03 dez. 2021.

CE, 2020. CHEMICAL ENGINEERING. CEPCI updates: june (prelim.) and may (final). Published in: August 2020. Disponível em: < https://www.chemengonline.com/2020-cepci-updates-june-prelim-and-may-final/ >. Acesso em: 07 dez. 2021.

____, 2021. CEPCI updates: june (prelim.) and may (final). Published in: August 2021. Disponível em: < https://www.chemengonline.com/2021-cepci-updates-june-prelim-and-may-final/?printmode=1 >. Acesso em: 07 dez. 2021.

CPRM. Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais, 2004. Mapa Geológico do Amazonas. Escala 1:000.000. Disponível em: < https://geoportal.cprm.gov.br/geosgb/>. Acesso: 18 out. 2021.

____. Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais, 2013. 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: setembro de 2020.

____. Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais, 2017. SIL. Mapa Geodiversidade do Estado do Rio de Janeiro. [S.l.]: Escala 1:100.000. disponível da url: https://rigeo.cprm.gov.br/handle/doc/20479. Acesso em novembro de 2021.

Eletrobras. Centrais Elétricas Brasileiras, 2011. Mapoteca de Unidades de Conservação. [DE/EG/EGA]. Rio de Janeiro: versão: fevereiro de 2011.

EPBR, 2020 Cosan licencia rota para escoamento de gás natural do pré-sal Disponível em: https://epbr.com.br/cosan-licencia-projeto-indicado-pela-epe-para-escoamento-de-gas-do-pre-sal/ Acesso em 07 dez. 2021.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética, 2019a. PIPE 2019 - Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural. Disponível em: < https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-434/PIPE%20-%20Plano%20Indicativo%20de%20Processamento%20e%20Escoamento%20de%20G%C3%A1s%20Natural.pdf >. Acesso em: 08 nov. 2021.

____, 2019b. PIG 2019 - Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte 2019. Disponível em: < https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-gasodutos-de-transporte-pig >. Acesso em: 08 nov. 2021.

____, 2020a. PIG 2020 - Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte 2020. Disponível em: < https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-gasodutos-de-transporte-pig-2020 >. Acesso em: 02 jun. 2021.

____, 2020b. PDE 2030 - Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. Disponível em: < https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030 >. Acesso em: 08 nov. 2021.

____, 2020c. Nota Técnica de Monetização de Gás Natural Offshore no Brasil. Disponível em: < https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-publica-nota-tecnica-sobre-a-monetizacao-de-gas-natural-offshore-no-brasil >. Acesso em: 08 nov. 2021.

____, 2020d. Nota Técnica de Monetização de Gás Natural Onshore no Brasil. Disponível em: < https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-publica-nota-tecnica-sobre-a-monetizacao-de-gas-natural-onshore-no-brasil >. Acesso em: 08 nov. 2021.

____, 2021a. PITER - Plano Indicativo de Terminais de GNL. Disponível em: < https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-publica-o-plano-indicativo-de-terminais-de-gnl-piter->. Acesso em: 08 nov. 2021.

____, 2021b. Base georreferenciada de linhas de transmissão e subestações. Disponível em: https://gisepeprd.epe.gov.br/webmapepe/ Acesso: outubro de 2021.

EQUINOR, 2021. Parceiros escolhem conceito para o projeto BM-C-33 no Brasil Disponível em: https://www.equinor.com.br/pt/noticias/parceiros-escolhem-conceito-para-o-projeto-bm-c-33-no-brasil-.html Acesso: 07 dez. 2021.

FCP. Fundação Cultural Palmares. 2021. Certidões Expedidas às Comunidades Remanescentes de Quilombos, versão 15/06/2021. Disponível em: https://www.palmares.gov.br/?page_id=37551 Acesso: outubro de 2021

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2009. Base georreferenciada dos Municípios e Estados Brasileiros. Disponível em: ftp://geoftp.ibge.gov.br/organizacao_do_territorio/malhas_territoriais/ Acesso: junho de 2020.

____, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2015. Base georreferenciada de rodovias. Disponível em: ftp://geoftp.ibge.gov.br/organizacao_do_territorio/malhas_territoriais/ Acesso: fevereiro de 2015.

____, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística 2017a. Base georreferenciada de terrenos sujeitos à inundação. Disponível em: ftp://geoftp.ibge.gov.br/organizacao_do_territorio/malhas_territoriais/ Acesso: junho de 2020.

____, 2017b. Base georreferenciada dos Municípios e Estados Brasileiros. Disponível em: ftp://geoftp.ibge.gov.br/organizacao_do_territorio/malhas_territoriais/ Acesso: junho de 2020.

Iphan. Instituto Nacional do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2019. Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos Georreferenciados. Disponível em: http://portal.iphan.gov.br/cna/pagina/detalhes/1227. Acesso em: setembro de 2019.

Incra. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2021a. Projetos de Assentamento. Disponível em: http://acervofundiario.incra.gov.br/acervo/acv.php. Acesso em: agosto de 2020.

_____. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2021b. Terras Quilombolas. Disponível em: http://acervofundiario.incra.gov.br/acervo/acv.php. Acesso em: agosto de 2020.

FBDS. Fundação Brasileira para o Desenvolvimento Sustentável. 2018. Mapeamento em Alta Resolução dos Biomas Brasileiros. Disponível em: http://geo.fbds.org.br/ Acesso: outubro de 2021.

MMA. Ministério do Meio Ambiente, 2018. Mapa das Áreas Prioritárias para a Conservação, Utilização Sustentável e Repartição dos Benefícios da Biodiversidade Brasileira – 2ª Atualização. Disponível em: http://areasprioritarias.mma.gov.br/2-atualizacao-das-areas-prioritarias. Acesso em: dezembro de 2019.

____. Ministério do Meio Ambiente, 2021. Base Georreferenciada de Unidades de Conservação Federais e Estaduais. Disponível em: http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm Acesso: agosto de 2021.

PETROBRAS. PETRÓLEO BRASILEIRO S.A., 2021a. Pré-sal. Disponível em:

< https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/ >. Acesso: 08 nov. 2021.

PETROBRAS, 2021b. Plano Estratégico. Disponível em https://petrobras.com.br/pt/quem-somos/plano-estrategico/

PIATAM/COPPETEC e EPE. 2020. Estudo Ambiental da Área Sedimentar Terrestre do Solimões. Disponível em: < https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/estudo-ambiental-de-area-sedimentar-do-solimoes >. Acesso em: 18 out. 2021.