



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
SECRETARIA DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS



Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural



Empresa de Pesquisa Energética



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)



PIPE

Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural

GOVERNO FEDERAL

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Albuquerque

Secretária-Executiva

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretária de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Renata Beckert Isfer



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei n.º 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

Superintendente

Marcos Frederico Farias de Souza

Superintendente Adjunto

Marcelo Ferreira Alfradique

Consultores Técnicos

Gabriel de Figueiredo da Costa

Regina Freitas Fernandes

Roberta de Albuquerque Cardoso

Equipe Técnica

Adriana Queiroz Ramos

Ana Claudia Sant'Anna Pinto

Bianca Nunes de Oliveira

Carolina Oliveira de Castro

Claudia Maria Chagas Bonelli

Henrique Plaudio Gonçalves Rangel

Kátia Souza D'Almeida

Luiz Paulo Barbosa da Silva

Nathalia Oliveira de Castro

Pamela Cardoso Vilela

Péricles de Abreu Brumati

Raul Fagundes Leggieri

Victor Hugo Trocate

Rafael Rodrigues Ferreira (estagiário)

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

Sede

Esplanada dos Ministérios Bloco U

Ministério de Minas e Energia - Sala 744 - 7º andar

70065-900- Brasília - DF

Escritório Central

Av. Rio Branco, n.º 01 - 11º Andar

20090-003 - Rio de Janeiro - RJ

Rio de Janeiro
7 de novembro de 2019

Histórico de Revisões

Rev.	Data	Descrição
0	07/11/2019	Publicação Original
1		
2		
3		

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	6
2	INFRAESTRUTURA EXISTENTE, PREVISTA E INDICATIVA	10
3	METODOLOGIA DE ANÁLISE	15
3.1	METODOLOGIA DE ANÁLISE TÉCNICA	15
3.2	METODOLOGIA DE ANÁLISE ECONÔMICA	17
3.3	METODOLOGIA DE ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL	18
4	DETALHAMENTO DE PROJETOS DO PRÉ-SAL	19
4.1	PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS - CUBATÃO/SP: ROTA 4A	19
4.2	PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS - PORTO DE ITAGUAÍ/RJ: ROTA 4B	23
4.3	PRÉ-SAL DA BACIA DE CAMPOS - PORTO DO AÇU/RJ: ROTA 5A	26
4.4	PRÉ-SAL DA BACIA DE CAMPOS - TEPOR/RJ: ROTA 5B	30
4.5	PRÉ-SAL DA BACIA DE CAMPOS - PORTO DE ITAGUAÍ/RJ: ROTA 5C	33
4.6	PRÉ-SAL DA BACIA DE CAMPOS - PORTO CENTRAL/ES: ROTA 6A	36
4.7	PRÉ-SAL DA BACIA DE CAMPOS - PORTO DO AÇU/RJ: ROTA 6B	39
5	DETALHAMENTO DE PROJETOS DO PÓS-SAL	42
5.1	BACIA DO ESPÍRITO SANTO-MUCURI - PORTO IMETAME/ES: ROTA ES-MUCURI-A	42
5.2	BACIA DO ESPÍRITO SANTO-MUCURI - UPGN CACIMBAS/ES: ROTA ES-MUCURI-B	45
5.3	BACIA SERGIPE-ALAGOAS - UPGN ATALAIA/SE: ROTA SEAL-A	47
5.4	BACIA SERGIPE-ALAGOAS - PORTO DE SERGIPE/SE: ROTA SEAL-B	50
6	RESULTADOS E DISCUSSÃO	54
7	CONCLUSÕES	56
8	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	57

1 INTRODUÇÃO

Um dos grandes desafios apontados para a monetização das descobertas de gás natural no Brasil, sobretudo no Pré-Sal, tem sido a falta de uma ampla infraestrutura, bem como a dificuldade de acesso a estas infraestruturas de escoamento e processamento. Estas infraestruturas são necessárias para que se oferte a molécula ao mercado e se possa vender gás natural aos consumidores dos diversos setores. Entretanto, como seus custos de implementação são muito altos quando comparados à utilização de instalações existentes, em diversos países do mundo são entendidas como infraestruturas essenciais, ficando sujeitas a uma regulação específica e sendo assegurado seu compartilhamento sempre que possível.

No Brasil, os proprietários destas infraestruturas ainda não são obrigados a fornecer o acesso a terceiros, embora o compartilhamento possa ser realizado por meio de negociação direta entre o proprietário e o terceiro interessado (MACHADO *et al.*, 2018). Porém, no Termo de Compromisso de Cessação entre Petrobras e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), a Petrobras se compromete, entre outras questões, a prover acesso negociado não discriminatório aos gasodutos de escoamento e às UPGNs, além de publicar edital de processo competitivo para arrendamento do Terminal de GNL da Bahia¹ (PETROBRAS, 2019).

Segundo estimativas da EPE, é previsto que a produção líquida nacional de gás natural passe de um volume de 59 milhões de m³/dia em 2018 para 147 milhões de m³/dia em 2030 (EPE, 2019), o que representa um aumento de cerca de 6,6% a.a, conforme mostrado na Figura 1.1.

¹ Segundo o TCC assinado, “2.3. A PETROBRAS se compromete a negociar, de boa fé e de forma não discriminatória, o acesso de terceiros aos sistemas de escoamento de gás natural, respeitados, para os casos em que os sistemas possuírem coproprietários, o regramento estabelecido para tais sistemas.

2.4. A PETROBRAS se compromete a negociar, de boa fé e de forma não discriminatória, o acesso de terceiros às unidades de processamento de gás natural observadas as diretrizes constantes do Anexo I - “Caderno de Boas Práticas de Gás Natural - Diretrizes para Acesso de Terceiros a Unidade de Processamento de Gás Natural - UPGN”, ou até regulamentação a ser editada pela ANP aplicável a todos os agentes do setor.

2.6. A COMPROMISSÁRIA se compromete a publicar edital de processo competitivo para arrendamento do Terminal de Regaseificação da Baía de Todos os Santos (...). A COMPROMISSÁRIA se compromete ainda a, publicado o edital, dar celeridade às etapas seguintes do processo, conhecidas e monitoradas pelo Trustee de Monitoramento”.

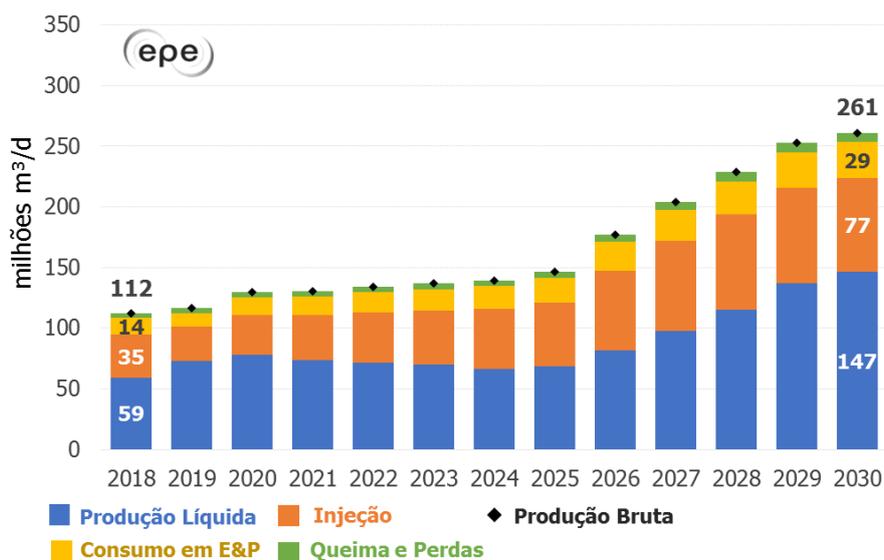


Figura 1.1. Perspectivas de produção de gás natural no Brasil

Fonte: Elaboração própria EPE.

Esta previsão de crescimento se deve em boa medida à maior produção no Pré-Sal nas Bacias de Santos e Campos e em campos marítimos no litoral do Espírito Santo e do Sergipe, a maioria em regiões ainda não atendidas por gasodutos de escoamento ou unidades de processamento de gás natural (UPGNs). A produção pode vir a ser ainda maior em outros cenários, dependendo dos condicionantes de mercado e das parcelas do volume de gás natural que possam ser enviadas para o litoral após a injeção para otimização da recuperação de petróleo. Comparando-se as perspectivas de produção com a capacidade existente de escoamento de gás natural a partir do Pré-Sal (Rotas 1, 2 e 3), observa-se que será necessária a ampliação da infraestrutura a partir do ano de 2027, conforme apresentado na Figura 1.2.

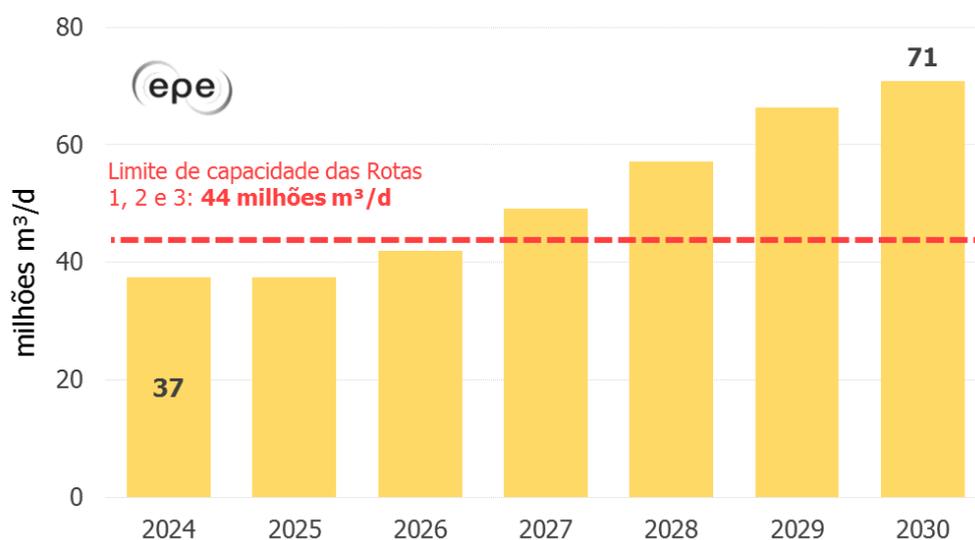


Figura 1.2. Perspectivas de produção de gás natural no Pré-Sal e capacidade existente de escoamento

Fonte: Elaboração própria EPE.

Sendo assim, pode ser necessária a instalação de novas infraestruturas de processamento e escoamento de gás natural ou a duplicação de infraestruturas existentes para permitir a monetização do gás natural proveniente destas regiões. Alternativamente, a monetização do gás natural destes novos campos pode vir a ser realizada por meio de projetos *offshore* de liquefação (*floating liquified natural gas*, FLNG) ou Gas-to-Liquids (*floating gas to liquids*, FGTL). Contudo, estas soluções apresentam maior complexidade e dependem muito das condições de cada campo específico para se tornarem viáveis, o que torna a alternativa de escoamento e processamento o caso de referência nas análises de monetização a nível de planejamento e projeções.

O Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural (PIPE) é um estudo realizado pela EPE para a sociedade, fazendo parte das atribuições descritas no Artigo 4º da Lei nº 10.847/2004, inciso XII: “Compete à EPE (...) elaborar estudos relativos ao plano diretor para o desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil”. Mais especificamente, o PIPE busca apresentar as análises realizadas pela EPE quando às plantas de processamento e gasodutos de escoamento que podem vir a ser implementados nos próximos anos no Brasil, de forma indicativa, com base em estudos de oferta e demanda, além de análises técnico-econômicas e socioambientais.

No escopo da iniciativa Gás para Crescer e das discussões do Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural no Brasil - CTGN, lançados em dezembro de 2016 e cujos trabalhos foram realizados ao longo de 2017 e 2018, a EPE participou do Subcomitê 1 dando importantes contribuições com relação à previsão de acesso de terceiros negociado e não discriminatório às plantas de processamento, gasodutos de escoamento e terminais de GNL, chamadas de infraestruturas essenciais do setor de gás natural.

No final de 2018 foi publicado o Decreto nº 9616/2018, que alterou as disposições do Decreto 7.382/2010, entre elas a que estabeleceu que caberia à EPE elaborar os estudos de expansão da malha dutoviária do País, agora considerando os planos de investimentos dos transportadores, as informações de mercado e as diretrizes do Ministério de Minas e Energia. Para a melhor realização de tais estudos, considerando que novas rotas de escoamento de gás natural e UPGNs poderiam prover oferta de gás para novos gasodutos de transporte, a EPE decidiu elaborar os estudos de expansão da malha de gasodutos de escoamento e das plantas de processamento no Brasil, considerando todas essas diretrizes recém-citadas.

Em 2019 foi criado o Programa Novo Mercado de Gás com o objetivo de avaliar os aprimoramentos necessários à promoção da concorrência no mercado de gás natural (BRASIL, 2019). O PIPE está totalmente alinhado com este Programa, tendo entre seus objetivos o de melhorar o aproveitamento do gás natural no Brasil, além de ampliar investimentos em infraestrutura de escoamento e processamento de gás natural, em logística de GLP e outros derivados, entre outras instalações.

Neste contexto, o PIPE tem como objetivo apresentar os projetos de gasodutos de escoamento e unidades de processamento de gás natural (UPGNs) previstos e indicativos. Cabe ressaltar que, embora os projetos de escoamento e processamento sejam apresentados neste Plano, sua viabilidade deverá ser analisada e comparada, pelo agente de mercado, com outras alternativas de monetização antes da decisão final do investimento.

Assim, este estudo constitui-se em uma ferramenta de planejamento para o setor de gás natural, além de permitir uma série de ganhos para os agentes de mercado e a sociedade, quais sejam:

- redução da assimetria de informação sobre potenciais de produção líquida, capacidade de processamento, condicionantes socioambientais e propostas de traçados, contribuindo para a identificação pela indústria de oportunidades de novos gasodutos e UPGNs que não tenham sido capturadas no ciclo de planejamento vigente;
- disseminação, de forma transparente, 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.

O presente Plano está organizado da seguinte forma: inicialmente, é apresentado um breve panorama da infraestrutura de escoamento e processamento de gás natural existente, prevista e indicativa no Brasil. Em seguida, são abordadas a metodologia utilizada para a escolha das alternativas de expansão das rotas de escoamento e posterior processamento, bem como as análises técnicas, econômicas e socioambientais realizadas, sendo descritas as alternativas analisadas pela EPE. Ao final, os resultados do estudo são apresentados de forma resumida e comentados de forma conjunta, avaliando-se os condicionantes que podem influenciar na sua viabilidade, bem como nas perspectivas de implementação de cada projeto.

2 INFRAESTRUTURA EXISTENTE, PREVISTA E INDICATIVA

Existem diversos projetos de escoamento e processamento de gás natural previstos e indicativos no País para os próximos anos, incluindo a possível ampliação de rotas existentes e a expansão para novas fronteiras de produção. Pode ainda haver a necessidade de nova infraestrutura quando as instalações existentes não comportarem as características das novas correntes que serão produzidas (por exemplo, diferenças na composição ou na pressão), o que enseja novos investimentos em gasodutos de escoamento e em UPGNs para permitir o acesso aos mercados.

Os gasodutos de escoamento que se encontram em operação e em construção nos campos do pré-sal da Bacia de Santos compreendem as Rotas 1, 2 e 3. A Rota 1, que conecta a Bacia de Santos a Caraguatatuba (SP), possui capacidade de 10 milhões de m^3 /dia e passou recentemente por aprimoramentos em seu sistema de escoamento, o que lhe permite uma maior flexibilidade operacional. Já a Rota 2 conecta esta Bacia a Cabiúnas (RJ), com capacidade de 16 milhões de m^3 /dia. Esta Rota obteve autorização para ampliação de sua capacidade para até 20 milhões de m^3 /dia por meio da Autorização ANP nº 468, de 28 de junho de 2019. A Rota 3, que se encontra em fase de construção, conectará a Bacia de Santos a Itaboraí (RJ), com capacidade de 18 milhões de m^3 /dia, com previsão de conclusão em 2020. A Figura 2.1 apresenta os principais gasodutos de escoamento em operação e em construção nos campos do pré-sal.

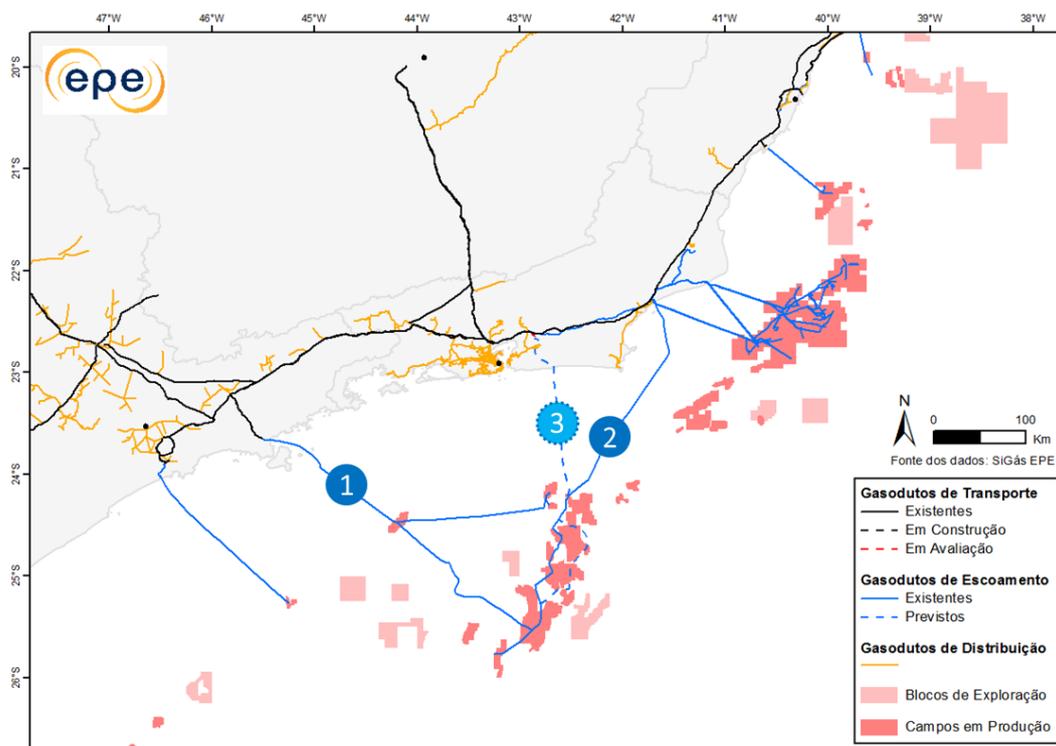


Figura 2.1. Gasodutos de escoamento no Pré-Sal

Fonte: Elaboração própria EPE.

Com relação a unidades de processamento, encontra-se em fase de construção a UPGN do COMPERJ, em Itaboraí, que terá capacidade de processamento de 21 milhões de m^3/d , com previsão de operação em 2021.

Segundo estimativas recentes, prevê-se um aumento da produção líquida de gás natural no pré-sal de 37 para 71 milhões de m^3/d entre 2024 e 2030, respectivamente. Uma vez que o limite da capacidade de escoamento das Rotas 1, 2 e 3 é de 44 milhões de m^3/d e que em 2027 a previsão de produção líquida supera este valor, conforme mostrado na Figura 1.2, nota-se a necessidade de ampliação da infraestrutura de escoamento no pré-sal. Com relação à produção líquida offshore de gás natural na Bacia de Sergipe-Alagoas, prevê-se um aumento significativo de 0,6 milhão de m^3/dia , em 2024, para 32 milhões de m^3/dia , em 2030, o que também indica a necessidade de ampliação da infraestrutura de escoamento desta Bacia (EPE, 2019).

Este Plano envolve o estudo de alternativas de gasodutos de escoamento e de UPGNs na área do pré-sal, nas Bacias de Santos e Campos e na área do pós-sal, nas Bacias do ES-Mucuri e de SEAL, que serão ilustradas a seguir. É importante ressaltar que, referente aos campos de petróleo e gás natural que ainda não entraram em produção, a decisão final de investimento (FID) para construção de infraestruturas de escoamento e processamento depende de análises de viabilidade técnico-econômica mais detalhadas além da ocupação prevista para as Rotas 1, 2 e 3 no momento do início da produção destes campos.

Na área do pré-sal, existem blocos em fase de exploração e campos em produção próximos à infraestrutura existente, além de alguns em regiões mais afastadas das Rotas 1, 2 e 3. Na Figura 2.2, são apresentadas de forma esquemática as Rotas indicativas do Pré-Sal, selecionadas para estudo neste Plano: a Rota 4, subdividida nas alternativas 4a e 4b; a Rota 5, com as alternativas 5a, 5b e 5c e a Rota 6, com as alternativas 6a e 6b.

No ambiente do pós-sal, por sua vez, podem ser destacados alguns blocos em fase de exploração com perspectivas de produção futura nas Bacias do ES-Mucuri e de Sergipe-Alagoas, que indicam a necessidade de projetos de escoamento. Na Figura 2.3 e na Figura 2.4, estes projetos são apresentados de forma esquemática, sendo que foram selecionadas para o estudo deste Plano duas alternativas para cada Bacia: ES-Mucuri-A, ES-Mucuri-B, SEAL-A e SEAL-B. Cada uma destas alternativas será melhor detalhada nas próximas seções deste documento.

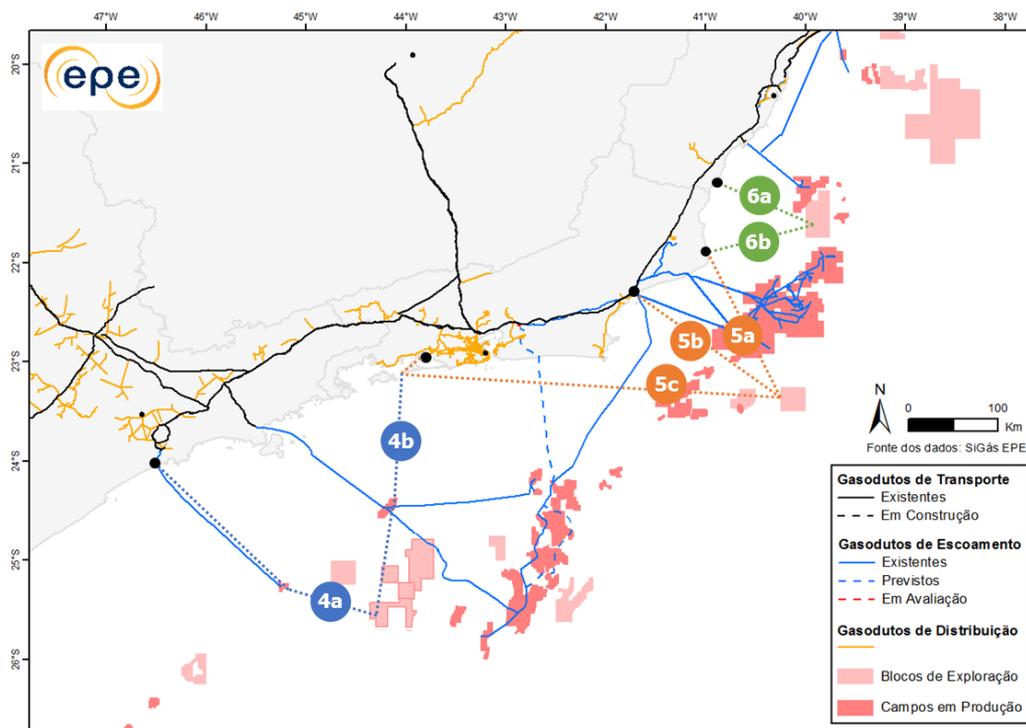


Figura 2.2. Alternativas de gasodutos de escoamento nas Bacias de Santos e Campos

Fonte: Elaboração própria EPE.

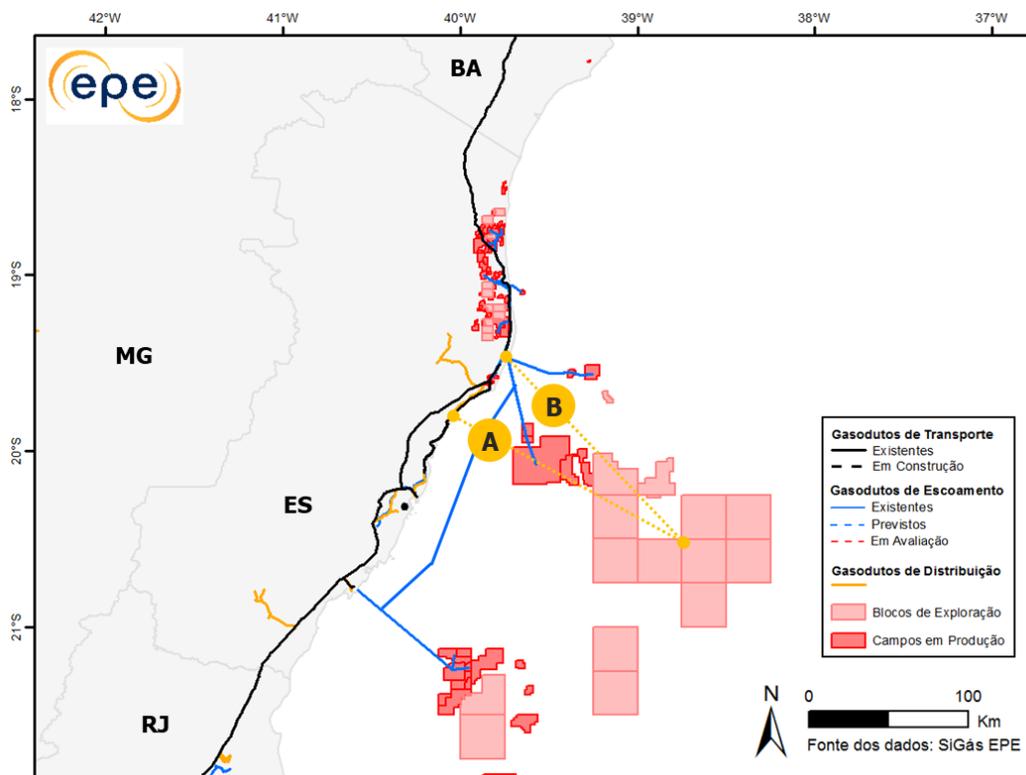


Figura 2.3. Alternativas de gasodutos de escoamento na Bacia do Espírito Santo-Mucuri

Fonte: Elaboração própria EPE.

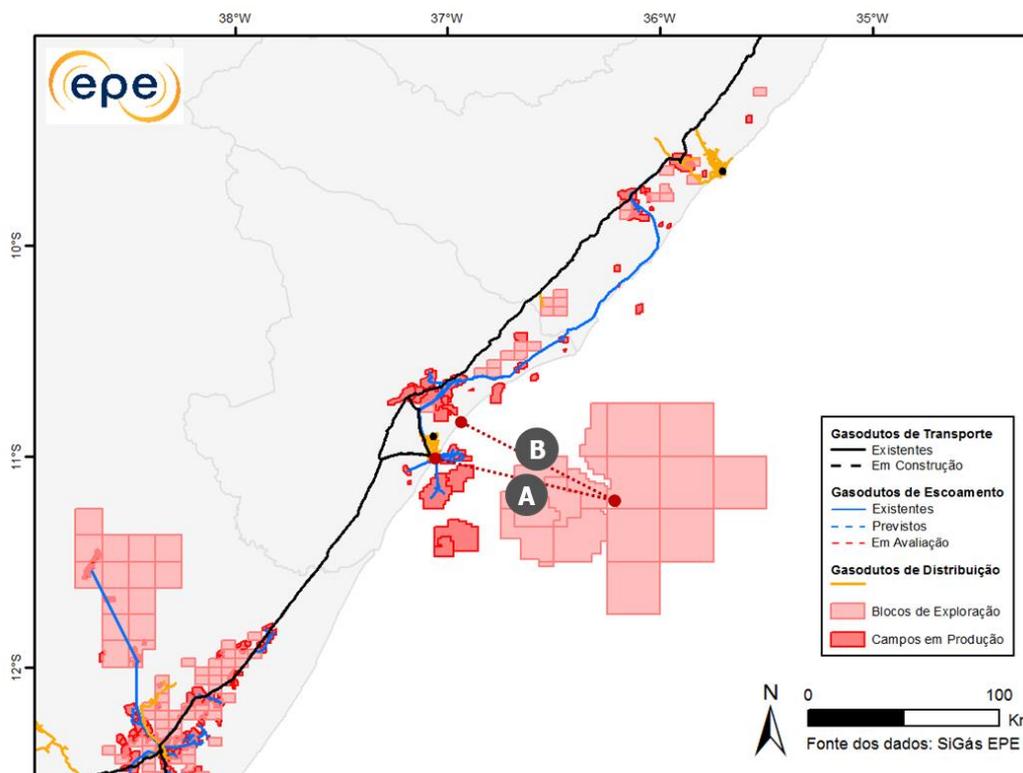


Figura 2.4. Alternativas de gasodutos de escoamento na Bacia de Sergipe-Alagoas

Fonte: Elaboração própria EPE.

Pode ser percebido, nos casos das Bacias do Espírito Santo-Mucuri e do Sergipe-Alagoas, que há diversos blocos em fase de exploração que se constituem como novas fronteiras, uma vez que a infraestrutura de escoamento existente se localiza mais próximo do litoral. Sendo assim, serão necessários novos gasodutos com extensões consideráveis para que o gás natural dos campos de produção futuros possa ser escoado até a costa. Nas próximas seções, estes 11 projetos relacionados aos horizontes geológicos do pré-sal e do pós-sal serão detalhados, discutido e também serão apresentadas suas respectivas estimativas de investimentos.

Fora do Polígono do pré-sal, mas ainda em águas profundas, no ambiente do Pós-Sal, têm sido realizadas desde 2010 descobertas importantes no litoral do município de Barra dos Coqueiros/SE (PETRONOTÍCIAS, 2011). O Bloco SEAL-M-426, operado pela Petrobras, encontra-se a cerca de 80 km da costa, e tem perspectivas de produção nos reservatórios de Farfan, Barra e Muriú, com possibilidade de produção de 100 mil barris por dia de óleo e 8,5 MMm³/d de gás natural (EPBR, 2018).

As alternativas de UPGNs indicativas consideradas neste Plano serão instaladas nas seguintes localidades: Cubatão/SP, Porto de Itaguaí/RJ, TEPOR/RJ, Porto do Açú/RJ e Porto Central/RJ, na Bacia de Campos e Santos; Porto Imetame e UPGN Cacimbas, na Bacia do Espírito Santo-Mucuri; e UPGN Atalaia e Porto de Sergipe na Bacia do Sergipe-Alagoas. A UPGN de Itaboraí/RJ está prevista para entrar em operação em 2021. A Figura 2.5 ilustra as alternativas para UPGNs indicativas e previstas.

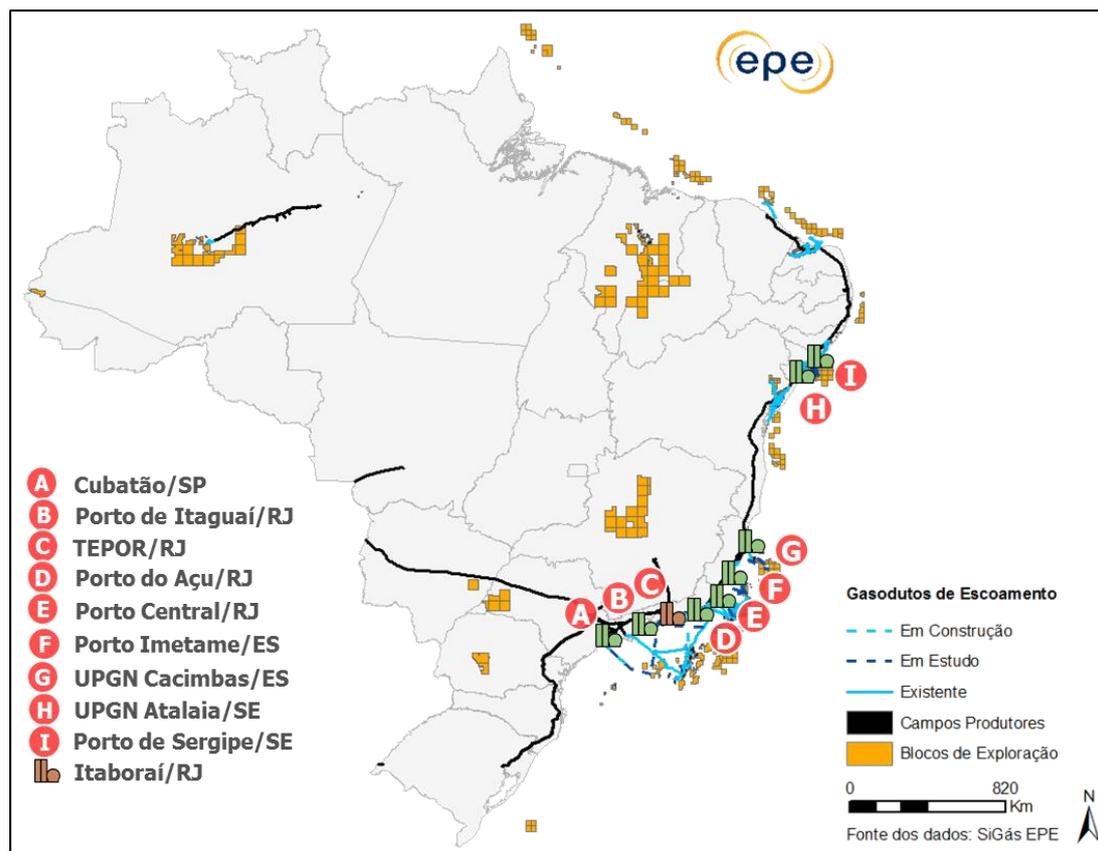


Figura 2.5. Alternativas de UPGN indicativas e previstas

Fonte: Elaboração própria EPE.

Algumas alternativas de adaptações e ampliações em gasodutos de escoamento existentes também foram observadas no presente estudo, para casos em que os volumes de produção líquida de gás natural proveniente dos novos campos não viabilizassem, em um primeiro momento, a construção de novas infraestruturas de escoamento até o litoral. Estas alternativas foram:

- interligação entre os campos de Jubarte/ES e Roncador/RJ, promovendo a conexão dos gasodutos de escoamento já existentes na Bacia do Espírito Santo e na Bacia de Campos, e permitindo a otimização dos fluxos entre as duas malhas de gasodutos de escoamento;
- interligação entre os campos em desenvolvimento na Bacia SEAL e a infraestrutura de escoamento existente no campo de Piranema/SE, formando uma conexão que permite a otimização dos fluxos neste local.

Porém, estas alternativas não foram detalhadas em termos de aspectos técnicos e econômicos, uma vez que dependeriam de diversos condicionantes técnicos das instalações existentes, além da decisão dos empreendedores pela sua realização, considerando critérios técnicos, econômicos, socioambientais e análises de risco.

3 METODOLOGIA DE ANÁLISE

Nesta seção serão apresentadas as metodologias de análise simplificada que foram utilizadas para estimativa dos projetos selecionados, considerando os seguintes temas: caracterização geral do projeto, análise de viabilidade técnico-econômica e análise socioambiental. A Figura 3.1 sintetiza as etapas da metodologia utilizada.

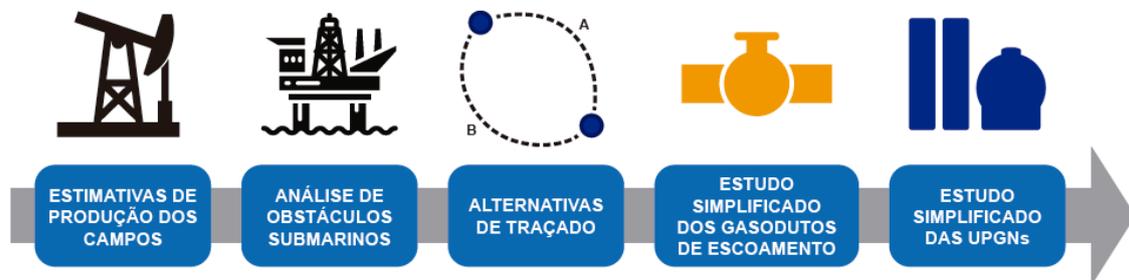


Figura 3.1. Metodologia de análise de alternativas para expansão da infraestrutura de escoamento e processamento de gás natural

Fonte: Elaboração própria EPE.

Na caracterização geral do projeto, serão abordados a definição da origem e destino, da extensão e da capacidade do gasoduto; a disponibilidade de oferta e demanda potencial e 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 custos de capital do projeto. Finalmente, na análise socioambiental serão apresentados de forma geral os critérios utilizados para definição de traçado, além da indicação de áreas com obstáculos submarinos ou restrições ambientais ou sociais. Também serão indicados os elementos que devem ser observados no processo posterior de licenciamento ambiental de cada alternativa pelos empreendedores.

3.1 Metodologia de Análise Técnica

Nesta etapa, são definidos os traçados dos gasodutos a serem estudados, com base nos estudos de produção líquida, capacidade de escoamento correspondente e em informações do mercado e dos planos de investimento das empresas. Em seguida é realizado o dimensionamento do gasoduto de escoamento, que inclui apenas o trecho marítimo, definindo-se seu diâmetro, espessuras e outras características.

Para o dimensionamento mecânico do gasoduto de escoamento foi elaborado um perfil altimétrico aproximado da diretriz do gasoduto de escoamento de cada alternativa. Este perfil pode apresentar variações elevadas de cota, o que conseqüentemente acarreta variação de pressões, interna e externa, ao longo da extensão do gasoduto, podendo também afetar a vazão do mesmo. No sentido de minimizar o custo dos gasodutos de escoamento das alternativas, os gasodutos foram divididos em diversos

trechos que possuem pressões de projeto distintas e espessuras mínimas requeridas para estas pressões. A divisão em trechos foi definida de modo a minimizar a quantidade de espessuras de tubo aplicadas, visto que a utilização de dutos com diferentes espessuras aumenta o custo em logística para controle do estoque e amplia o custo do material, com menores economias de escala, uma vez que há compra de pequenas quantidades de cada tipo de tubulação. Por outro lado, a utilização de apenas uma espessura para todo o projeto tenderia a aumentar o custo total, sendo utilizadas espessuras sobre dimensionadas em alguns trechos.

O cálculo das espessuras de cada trecho de gasoduto foi baseado na norma DNVGL-ST-F101, de outubro de 2017 (DNV GL, 2017). É importante ressaltar que a ordem de grandeza da espessura de cada trecho do gasoduto submarino é apenas uma parte de um conjunto de avaliações que devem ser levadas em consideração no projeto do gasoduto. Para que se possa confirmar a espessura da parede do gasoduto deverá ser feita uma análise da instalação utilizando softwares específicos, avaliando-se que o gasoduto pode ser instalado com um nível mínimo de risco e com folgas de projeto adequadas, considerando a metodologia de instalação escolhida e nas condições ambientais propostas para a operação de instalação do duto.

Considerou-se em todos os casos um furo direcional de 1 km, realizado na aproximação à costa (*shore approach*), chegando até uma válvula que seria posteriormente conectada à UPGN hipotética. Esta metodologia busca mitigar ao máximo os impactos sociais, ambientais e econômicos na região fronteira entre os trechos marítimo e terrestre. Em alguns casos, foi feito um estudo de alternativas de trechos terrestres para conectar o trecho de *shore approach* até a UPGN. Porém, os custos de tais trechos terrestres não foram considerados nas estimativas de custo, uma vez que este trecho tem extensão reduzida (considerando os casos analisados) e que pode ser enquadrado como um gasoduto de transporte, transferência ou escoamento, dependendo dos parâmetros adotados na implementação de cada projeto, e da localização da UPGN.

No que toca à composição do gás natural, considerou-se uma riqueza alta em compostos mais pesados que o metano; notadamente, considerou-se que as correntes de gás natural movimentadas, após a separação do CO₂ realizada nas plataformas, teriam um teor de cerca de 10% de etano, 6% de propano, 3% de butano e 1% de pentano e mais pesados, com 4% de inertes (CO₂ residual e N₂). O dimensionamento também foi testado considerando correntes de gás natural com menor riqueza, porém concluiu-se que as características da corrente mais rica de gás natural - compatível com a composição do gás natural do pré-sal - incorreram em um projeto com maior robustez e que também permite a movimentação e o processamento das correntes com menor riqueza, caso necessário.

As UPGNs indicativas deste plano se encontram no ponto de chegada dos gasodutos de escoamento e estão localizadas tanto nas proximidades da costa quanto na retroárea de Portos, considerando as especificidades de cada rota. As UPGNs indicativas localizadas nas proximidades da costa podem tanto ser novas UPGNs quanto a ampliação de UPGNs já existentes, porém para fins de estimativa de custo neste estudo

foram consideradas UPGNs novas usando a tecnologia de turbo-expansão, com *layout* padronizado conforme EPE (2018a). A estimativa de capacidade adotada para as UPGNs indicativas foi equivalente à vazão dos gasodutos de escoamento.

3.2 Metodologia de Análise Econômica

Nesta etapa são estimados os custos de investimento de cada uma das alternativas consideradas, tanto relativos aos gasodutos de escoamento quanto às UPGNs indicativas.

Com relação aos gasodutos de escoamento, os projetos estudados foram definidos de forma simplificada, considerando as seguintes premissas: recebimento do gás natural no limite do ring-fence², sem incluir custo com compressores e *riser*; diâmetro único ao longo de toda a tubulação; e utilização de equipamentos submarinos que incluem equipamentos de controle (2 PLEMs³) e equipamentos de derivação (2 ILTs⁴ e 1 Jumper⁵).

Os custos de mobilização e desmobilização, além de PLEMs, ILTs e Jumpers, foram baseados nos contratos já realizados no País que estão públicos via portal da transparência Petrobras e Sistema Eletrônico do Serviço de Informações ao Cidadão (e-SIC). Os custos de tubulação foram baseados no boletim Preston-Pipe. Para os demais itens, foram utilizados dados de custo provenientes da literatura, bem como de consultorias especializadas. Não foram incluídos nas estimativas os custos referentes aos trechos terrestres após o *shore approach*, uma vez que nos casos estudados, onde estes trechos têm pequena extensão, geralmente não representam grande percentual do valor total dos projetos; além disso, dependendo da opção pela localização específica da UPGN, as extensões dos trechos terrestres podem variar, assim como seus custos. A data-base de referência usada para os custos foi junho de 2019.

Com relação às UPGNs indicativas, os custos de investimento também foram estimados de forma simplificada, considerando-se a entrada de gás natural úmido com alta riqueza em cada UPGN (composição característica de campos *offshore*), e dimensionamento para o teor máximo de líquidos provenientes deste gás úmido. A metodologia para estimativa de custos de UPGNs segue o descrito em EPE (2018a).

² *Ring Fence* é a área em torno de um campo criada com o objetivo de aumentar a probabilidade de descoberta de novos campos produtores no ativo.

³ *Pipeline End Manifold* (PLEM) é um equipamento instalado na extremidade de um trecho de duto e que permite controlar a passagem de fluxo de gás natural e a interligação com outros trechos de dutos ou outros equipamentos.

⁴ *In-line tee* (ILT) é uma derivação instalada em dutos submarinos para futuras conexões com outras instalações.

⁵ Jumper é utilizado para interligação de equipamentos a linhas rígidas.

3.3 Metodologia de Análise Socioambiental

A metodologia de análise socioambiental adotada considerou mapas e bases de dados de diversos agentes, como a Marinha e o Ministério do Meio Ambiente, para analisar e apontar elementos que devessem ser considerados futuramente no momento do licenciamento ambiental de cada um dos projetos pelos empreendedores, assim como questões demográficas que pudessem nortear a escolha dos melhores traçados. Neste sentido, buscou-se identificar áreas com presença potencial de recifes de corais próximo à região de *shore approach*, aspectos demográficos da chegada ao litoral, bem como obstáculos submarinos que pudessem suscitar alteração nos traçados dos gasodutos, nos casos em que houvesse interferência potencial.

Porém, como mencionado, estas análises de cunho socioambiental não tiveram um detalhamento que permitisse observar todos os aspectos envolvidos na construção de gasodutos de escoamento e de UPGNs, portanto devem ser detalhadas no momento da elaboração dos projetos básicos e do licenciamento ambiental de cada alternativa que vier a se concretizar no futuro.

4 DETALHAMENTO DE PROJETOS DO PRÉ-SAL

Conforme já comentado, as alternativas estudadas no ambiente pré-sal incluem as Rotas 4a e 4b, na Bacia de Santos e as Rotas 5a, 5b, 5c, 6a e 6b na Bacia de Campos. Observa-se que a viabilidade destas Rotas irá depender principalmente das perspectivas de produção de gás natural e das descobertas que vierem a ser realizadas nos blocos exploratórios de ambas as Bacias, incluindo a confirmação dos volumes e sua declaração de comercialidade. O fluxo de caixa do projeto pode se beneficiar dos ganhos de escala que venham a ocorrer no compartilhamento da infraestrutura entre os futuros campos produtores, incluindo a possibilidade da construção concomitante das duas alternativas, caso as duas regiões distintas mostradas no mapa apresentem volumes consideráveis de gás natural.

4.1 Pré-sal da Bacia de Santos - Cubatão/SP: Rota 4a

A alternativa Bacia de Santos - Cubatão/SP (Rota 4a) tem como objetivo movimentar o gás natural úmido produzido em um cluster da Bacia de Santos até uma UPGN indicativa, localizada em Cubatão/SP nas proximidades da Refinaria Presidente Bernardes. O gás natural proveniente desta unidade de processamento teria diversas possibilidades de monetização, entre elas a interconexão à malha de gasodutos de transporte por meio de um gasoduto futuro ou o atendimento da demanda de futuras usinas termelétricas.

Há diferentes alternativas de traçado do gasoduto de escoamento da Rota 4a a serem estudadas. Com relação ao trecho marítimo do gasoduto desta rota, a alternativa que considera a conexão direta com a costa possui 10 km a menos do que a alternativa que considera compartilhamento de uma parte do traçado com o gasoduto de Merluza. Porém, tal alternativa que não compartilha o traçado necessitaria da passagem por uma depressão acentuada no assoalho marinho em sua porção intermediária, além de áreas de fundeio (ancoragem de navios) e de cruzamento por fibras óticas submersas, o que poderia apresentar maior complexidade de projeto.

Na Figura 4.1 é apresentada uma carta náutica da região, onde podem ser observados alguns dos obstáculos submarinos relacionados à alternativa de menor extensão: áreas de fundeio, fibras óticas submersas e um parque estadual marinho. Estes obstáculos tornam o traçado compartilhado com o gasoduto Merluza possivelmente mais vantajoso.

Foram levantadas três alternativas para aproximação do litoral, que podem resultar também em ligeiras modificações no final do trecho marítimo para conexão com o trecho terrestre. Com relação ao trecho terrestre, a escolha do traçado do gasoduto de escoamento da Rota 4a dependerá dos condicionantes técnicos, econômicos e socioambientais de cada alternativa. Na Figura 4.2, são apresentadas as alternativas identificadas para o trecho terrestre do gasoduto de escoamento.

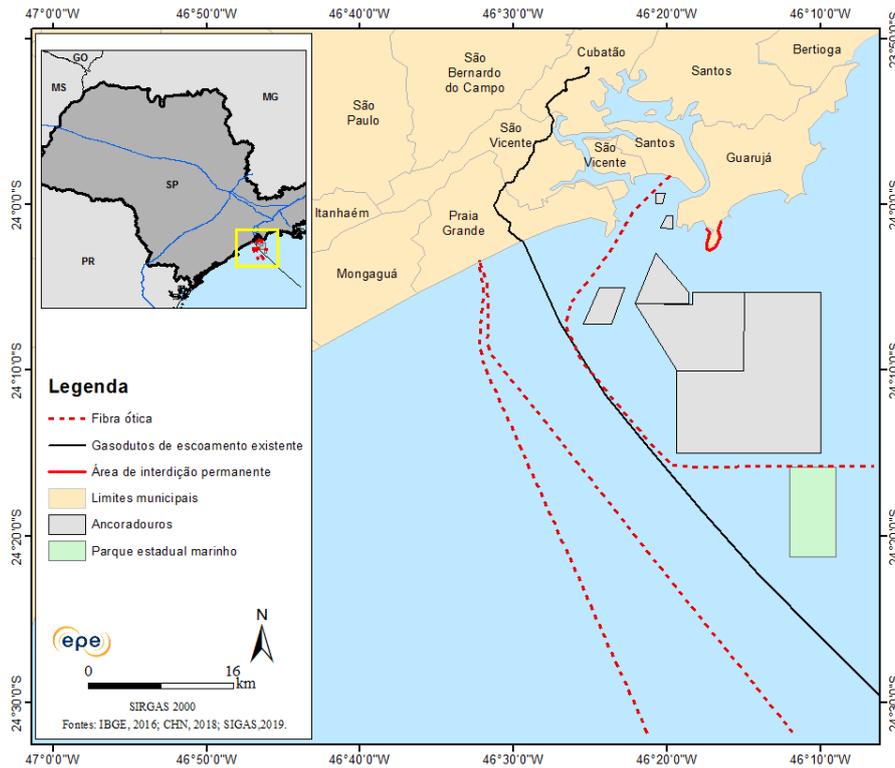


Figura 4.1. Carta Náutica das Proximidades do Porto de Santos

Fonte: adaptado de Centro de Hidrografia da Marinha (CHN, 2018).



Figura 4.2. Alternativas para o trecho terrestre do gasoduto de escoamento da Rota 4a

Fonte: Elaboração própria EPE.

A análise dos traçados propostos para o trecho terrestre permite observar que há oportunidades de compartilhamento de faixa com o gasoduto de escoamento de

Merluza. Embora neste caso haja aumento da extensão do gasoduto em cerca de 5 km, a alternativa pode reduzir o custo total associado à compra dos terrenos, além de diminuir os impactos socioambientais que poderiam ocorrer com a abertura de uma nova faixa (e os riscos associados por passar por menos áreas com fluxo intenso de trânsito rodoviário). Porém, como mencionado, os custos relacionados ao trecho terrestre não foram incluídos na estimativa de custo dessa alternativa, uma vez que este trecho pode ser considerado um gasoduto de transferência ou de escoamento, dependendo dos parâmetros adotados na implementação. Comparando-se as duas alternativas que não compartilham faixa com o gasoduto de Merluza, ressalta-se que pode haver maior complexidade no Licenciamento Ambiental para a alternativa que passa por dentro da Baía de São Vicente e da Lagoa de São Vicente e por regiões de mangue.

A Figura 4.3 ilustra a alternativa de escoamento e processamento para a Rota 4a, na qual são mostrados os blocos exploratórios, os campos da região e a infraestrutura existente. Alguns dos blocos exploratórios, como BM-S-9 e BM-S-8 (áreas de Carcará e Norte de Carcará), podem decidir pela conexão a uma UPGN em Cubatão caso seus volumes de gás natural viabilizem a construção de um novo trecho de escoamento e a oportunidade de compartilhamento de faixa com o gasoduto de Merluza.

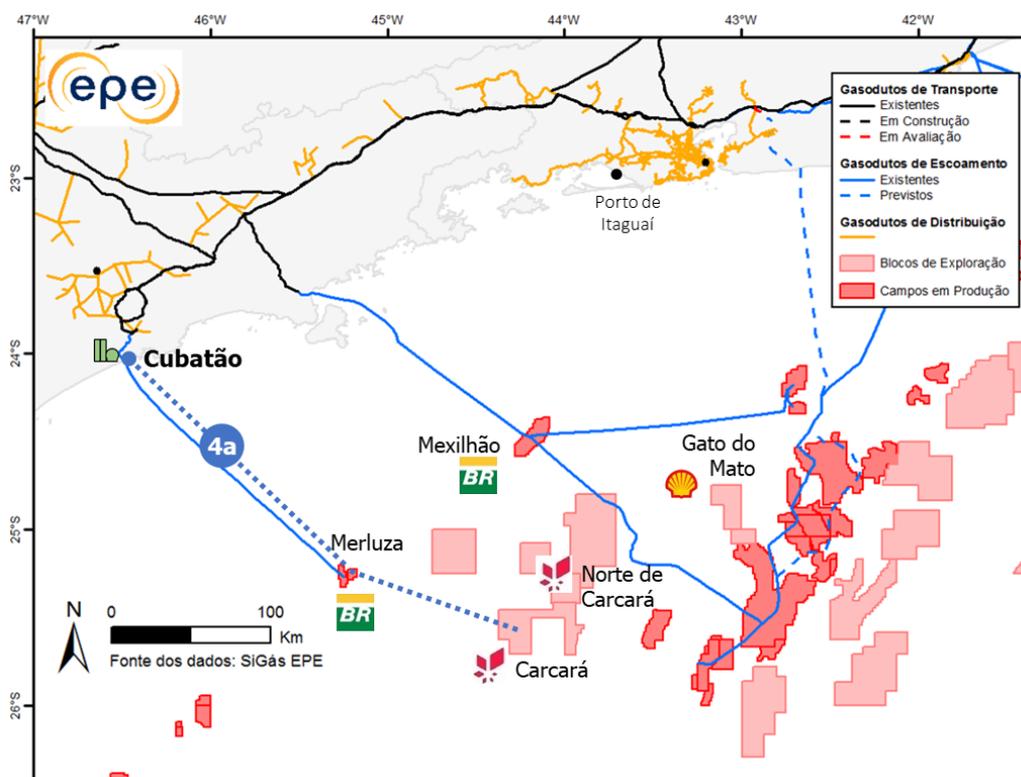


Figura 4.3. Alternativa de escoamento e processamento para a Rota 4a

Fonte: Elaboração própria EPE.

A Figura 4.4 apresenta o perfil altimétrico da diretriz do gasoduto de escoamento da rota 4a, que indicou uma extensão total de 291 km para esta alternativa, incluindo os

trechos terrestre e marítimo. Os dados construtivos para a estimativa de custos deste gasoduto são indicados na Tabela 4.1.



Figura 4.4. Perfil altimétrico da diretriz do gasoduto de escoamento da rota 4a

Fonte: Elaboração própria EPE.

Tabela 4.1. Dados construtivos do gasoduto de escoamento da rota 4a

Tipo	Método Construtivo	km inicial	km final	Extensão (km)	Espessura (mm)
Shore Approach	Furo Direcional	0	1	1	18,0
Profundidade < 300m	S-Lay Grande	1	226	225	16,2
Profundidade 300-1500m	S-Lay Pequeno	226	245	19	19,9
Profundidade > 1500m	S-Lay Pequeno	245	291	46	23,8

Fonte: Elaboração própria EPE.

A rota 4a indicada neste Plano é semelhante à rota do Projeto Alpha, liderado pela COSAN, que possui participações, entre outras empresas, na COMGÁS, maior companhia distribuidora local do Estado de São Paulo. Tem como objetivo movimentar o gás natural úmido produzido na Bacia de Santos até a Baixada Santista, com processamento e entrega de gás natural especificado para a COMGÁS e possibilidade de conexão à malha integrada por meio de um gasoduto de transporte futuro (COSAN, 2015). O projeto conta ainda com uma plataforma de compressão intermediária, onde o gás natural de vários campos poderia ser recebido, misturado e enviado à terra, contando neste caso com economias de escala no trecho de menor lâmina d'água que seria compartilhado entre vários projetos de E&P. Este projeto de gasoduto de escoamento é conhecido de forma mais geral como "Rota 4".

Cabe ressaltar que a Rota 4a pode ter complementariedade na oferta de gás natural com o terminal de GNL anunciado no Porto de Santos (GASNET, 2018), o que permitiria o fornecimento de gás natural durante paradas para manutenção no gasoduto, além de prover segurança operacional para o projeto.

Considerando-se um cenário otimista de expansão da produção líquida de gás natural no ambiente pré-sal, o gasoduto de escoamento foi projetado para uma vazão de 20 milhões de m³/d (EPE, 2019). As outras premissas utilizadas no projeto do gasoduto da

rota 4a foram a extensão de 291 km e diâmetro de 24 polegadas. De posse dos dados de extensão, vazão, das informações apresentadas e dos dados construtivos da Tabela 4.1, foi calculado o custo de investimento do gasoduto. A Tabela 4.2 a seguir resume os custos calculados do gasoduto, separados por tipo de custos.

Tabela 4.2. Cálculo do CAPEX do gasoduto de escoamento da rota 4a

Descrição	R\$ mi	
Custos Diretos		
Tubulação	739,71	16 %
Componentes	477,85	11 %
Construção, montagem e lançamento	1.026,83	23 %
Comissionamento	43,65	1 %
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	228,80	5 %
BDI - Benefícios e Despesas Indiretas	490,78	11 %
Impostos	490,05	11 %
Contingências	1.049,30	23 %
INVESTIMENTO TOTAL (valor de referência, com contingências, data-base jun/19)	4.546,97	100%

Fonte: Elaboração EPE.

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

Conforme mostrado na Tabela 4.2, o custo de investimento do gasoduto de escoamento da rota 4a, de 291 km de extensão e 24 polegadas de diâmetro, nas condições definidas, seria de R\$ 4.547 milhões. Já a UPGN indicativa em Cubatão da rota 4a, com capacidade de processamento de 20 milhões de m³/d de gás úmido proveniente do pré-sal da Bacia de Santos, teria um custo de investimento de R\$ 3.500 milhões.

4.2 Pré-sal da Bacia de Santos - Porto de Itaguaí/RJ: Rota 4b

A alternativa Bacia de Santos - Porto de Itaguaí (Rota 4b) tem como objetivo movimentar o gás natural úmido produzido em um cluster da Bacia de Santos até uma UPGN localizada nas proximidades do Porto de Itaguaí. Para esta alternativa, não será necessária a construção de um trecho considerável de gasoduto terrestre, uma vez que o Porto de Itaguaí tangencia o litoral. O gás natural proveniente desta unidade de processamento teria diversas alternativas de monetização, entre elas a possibilidade de interconexão à malha integrada por meio de um gasoduto de transporte futuro ou liquefação para atendimento da demanda nacional ou internacional de GNL além de atendimento da demanda de usinas termelétricas.

A Figura 4.5 ilustra a alternativa de escoamento e processamento para a Rota 4b, na qual são mostrados os blocos exploratórios, os campos da região e a infraestrutura existente. Neste caso, alguns dos blocos exploratórios, como Carcará e Norte de Carcará, podem decidir pela conexão a uma UPGN em Cubatão caso seus volumes de gás natural viabilizem a construção caso seus volumes de gás natural viabilizem a

construção de um novo sistema de escoamento, ao invés da utilização das infraestruturas existentes.

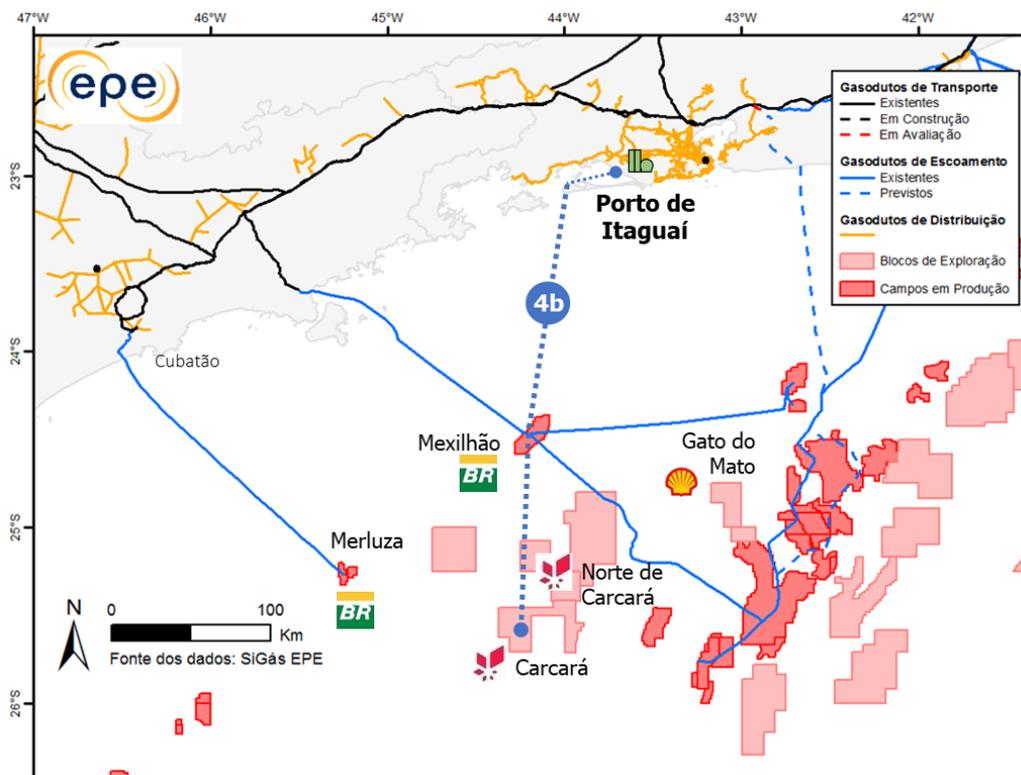


Figura 4.5. Alternativa de escoamento e processamento para a rota 4b

Fonte: Elaboração própria EPE.

O perfil altimétrico da diretriz do gasoduto de escoamento da rota 4b é ilustrado na Figura 4.6, que indicou uma extensão total de 299 km para esta alternativa, incluindo os trechos terrestre e marítimo. Os dados construtivos para a estimativa de custos deste gasoduto se encontram na Tabela 4.3.

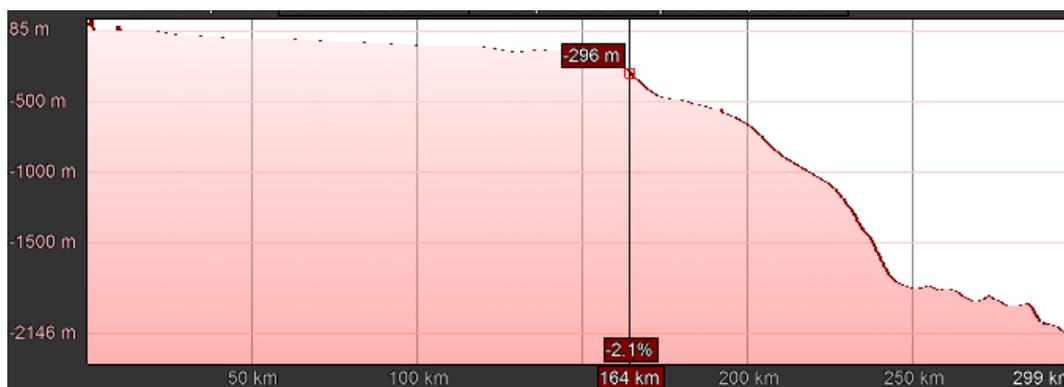


Figura 4.6. Perfil altimétrico da diretriz do gasoduto de escoamento da rota 4b

Fonte: Elaboração própria EPE.

Tabela 4.3. Dados construtivos do gasoduto de escoamento da rota 4b

Tipo	Método Construtivo	km inicial	km final	Extensão (km)	Espessura (mm)
Shore Approach	Furo Direcional	0	1	1	18,0
Profundidade < 300m	S-Lay Grande	1	164	163	16,2
Profundidade 300-1500m	S-Lay Pequeno	164	240	76	19,9
Profundidade > 1500m	S-Lay Pequeno	240	299	59	23,8

Fonte: Elaboração própria EPE.

Esta rota tem como ponto final indicativo uma UPGN na retroárea do Porto de Itaguaí. Atualmente o Porto conta com instalações de acostagem (terminais de containers, de carvão, de granéis sólidos e de minério) e instalações de armazenagem, além de equipamentos portuários e áreas e instalações arrendadas. Prevê-se para os próximos anos a ampliação e otimização da infraestrutura e operações deste Porto, com funções de arrendamento de novas instalações, além de intervenções para a recuperação, adequação e modernização de terminais (MI, 2019). O Porto tem uma retroárea de 10.000.000 m², na qual poderá implementar a infraestrutura prevista no plano de integração com a indústria de óleo e gás (SEPETIBA TECON, 2019). A Figura 4.7 ilustra o layout atual do Porto de Itaguaí (CDRJ, 2019).

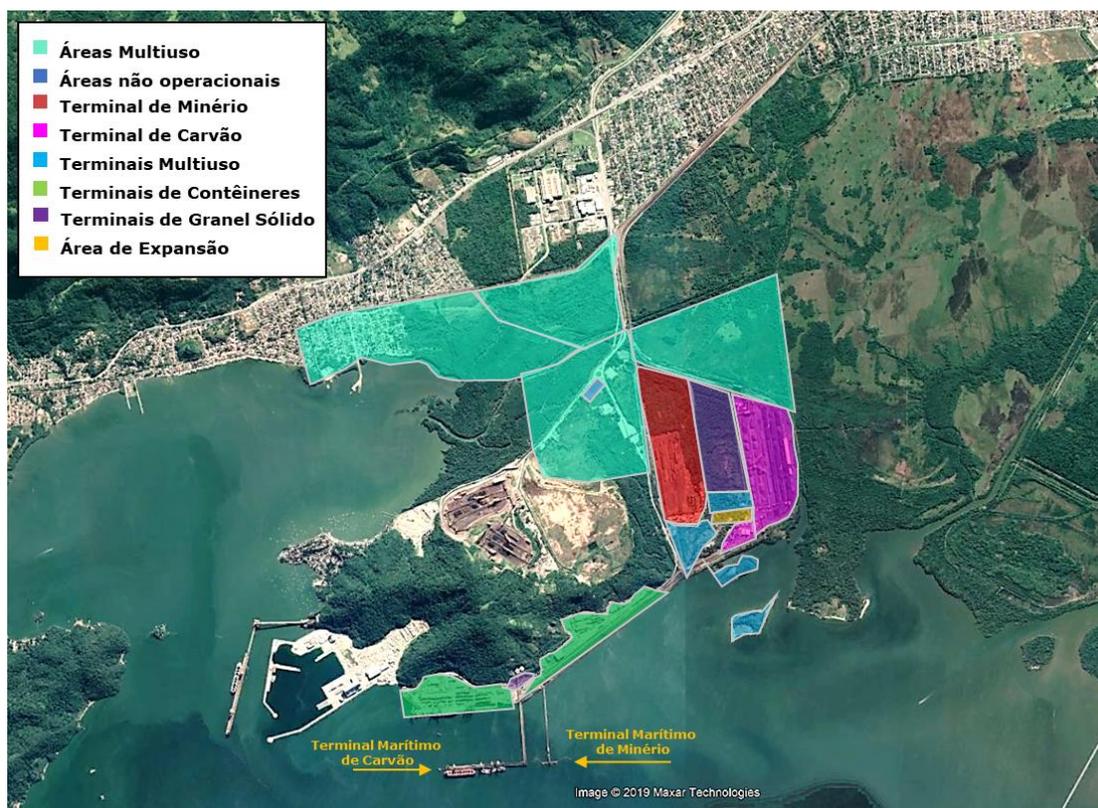


Figura 4.7. Layout do Porto de Itaguaí

Fonte: adaptado de Companhia Docas do Rio de Janeiro (CDRJ, 2019).

Considerando-se um cenário de expansão da produção líquida de gás natural no ambiente pré-sal, o gasoduto de escoamento foi projetado para uma vazão de 20

milhões de m³/d (EPE, 2019). As outras premissas utilizadas no projeto da rota 4b foram a extensão de 299 km e diâmetro de 24 polegadas. De posse dos dados de extensão, vazão, das informações apresentadas e dos dados construtivos da Tabela 4.3, foi calculado o custo de investimento do duto. A Tabela 4.4 a seguir resume os custos calculados do gasoduto, separados por tipo de custos.

Tabela 4.4. Cálculo do CAPEX do gasoduto de escoamento da rota 4b

Descrição	R\$ mi	
Custos Diretos		
Tubulação	788,61	16 %
Componentes	477,99	10 %
Construção, montagem e lançamento	1.135,96	23 %
Comissionamento	44,85	1 %
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	244,74	5 %
BDI - Benefícios e Despesas Indiretas	519,96	11 %
Impostos	519,53	11 %
Contingências	1.119,50	23 %
INVESTIMENTO TOTAL	4.851,15	100%
(valor de referência, com contingências, data-base jun/19)		

Fonte: Elaboração EPE.

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

Conforme mostrado na Tabela 4.4, o custo de investimento do gasoduto de escoamento da rota 4b, de 299 km de extensão e 24 polegadas de diâmetro, nas condições definidas, seria de R\$ 4.851 milhões. Já a UPGN indicativa na retroárea do Porto de Itaguaí da rota 4b, com capacidade de processamento de 20 milhões de m³/d de gás úmido proveniente do pré-sal da Bacia de Santos, teria um custo de investimento de R\$ 3.500 milhões.

4.3 Pré-sal da Bacia de Campos - Porto do Açu/RJ: Rota 5a

A alternativa Bacia de Campos - Porto do Açu (Rota 5a) tem como objetivo movimentar o gás natural úmido produzido em um cluster da Bacia de Campos até a uma UPGN localizada nas proximidades do Porto do Açu. Para esta alternativa, não será necessária a construção de um trecho considerável de gasoduto terrestre, uma vez que o Porto do Açu tangencia o litoral. O gás proveniente desta UPGN teria diversas alternativas de monetização, entre elas a possibilidade de interconexão à malha de gasodutos de transporte futuro por meio de um gasoduto futuro ou a liquefação para atendimento da demanda nacional ou internacional de GNL, além do atendimento da demanda de usinas termelétricas.

Considerou-se que a utilização dos gasodutos de escoamento já existentes nesta área da Bacia de Campos seria inviável, em função da necessidade de maiores pressões de projeto necessárias para escoamento do gás natural do pré-sal, com alto teor de líquidos de gás natural.

A Figura 4.8 ilustra a alternativa de escoamento e processamento para a Rota 5a, na qual são mostrados os blocos exploratórios, os campos em produção da região e a infraestrutura existente. Alguns dos blocos exploratórios ao sul do Porto do Açu, como C-M-539 (prospecto Pão de Açúcar) e C-M-535 podem decidir pela conexão ao Porto do Açu caso seus volumes de gás natural viabilizem a construção de um novo sistema de escoamento, ao invés da utilização das infraestruturas existentes. Por outro lado, alguns blocos próximos como C-M-473, C-M-401 e C-M-333 foram devolvidos à ANP nos últimos anos.

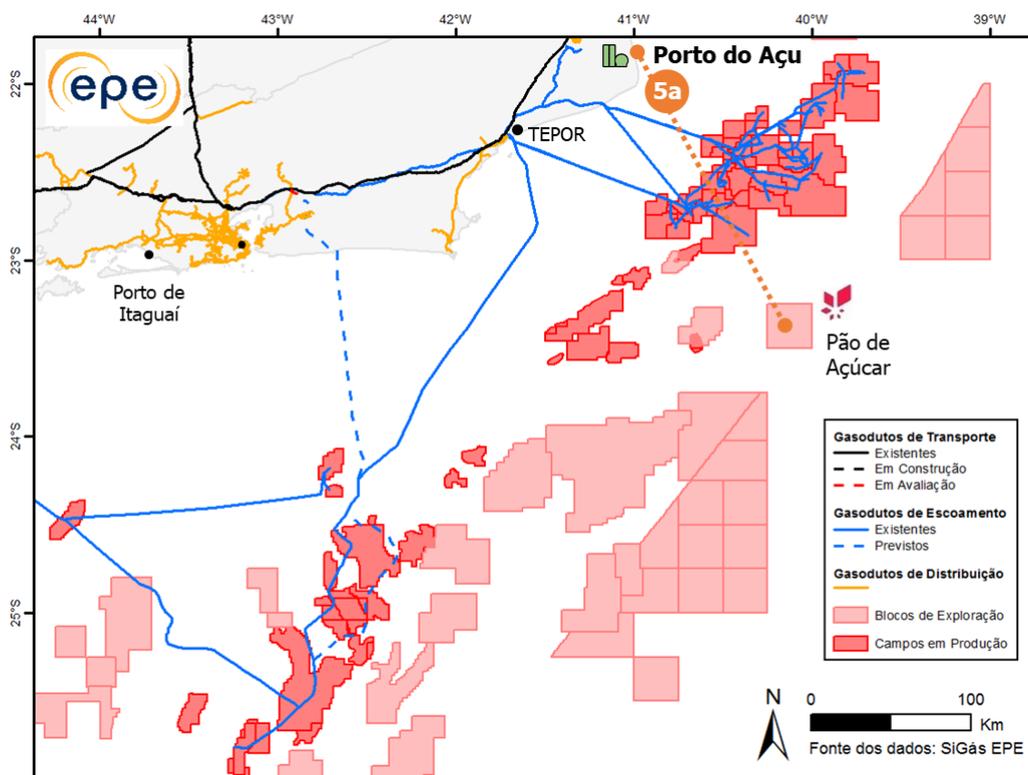


Figura 4.8. Alternativa de escoamento e processamento para a rota 5a

Fonte: Elaboração própria EPE.

A extensão total do gasoduto de escoamento desta rota, incluindo os trechos terrestre e marítimo, é de 199 km, de acordo com o perfil altimétrico da sua diretriz, conforme mostrado na Figura 4.9. Os dados construtivos para a estimativa de custos do gasoduto da Rota 5a se encontram na Tabela 4.5.



Figura 4.9. Perfil altimétrico da diretriz do gasoduto de escoamento da rota 5a

Fonte: Elaboração própria EPE.

Tabela 4.5. Dados construtivos do gasoduto de escoamento da rota 5a

Tipo	Método Construtivo	km inicial	km final	Extensão (km)	Espessura (mm)
Shore Approach	Furo Direcional	0	1	1	18,0
Profundidade < 300m	S-Lay Grande	1	105	104	16,2
Profundidade 300-1500m	S-Lay Pequeno	105	140	35	19,9
Profundidade > 1500m	S-Lay Pequeno	140	199	59	23,8

Fonte: Elaboração própria EPE.

Esta rota tem como ponto final indicativo uma UPGN na retroárea do Porto do Açu/RJ. Neste Porto, já estão previstos um terminal de GNL (com capacidade de regaseificação de 21 M³/d) e duas UTEs a gás natural, a UTE Novo Tempo GNA I e a UTE GNA II (com demanda máxima de aproximadamente 6 M³/d cada uma), que entrarão em operação em 2021 e 2023, respectivamente.

A infraestrutura de gás natural em estudo neste Porto prevê a formação de um *hub* de gás com possibilidade de comportar outras UTEs, além de UPGNs para processamento do gás natural recebido das Bacias de Campos, Santos e Espírito Santo e gasoduto para conexão à malha integrada de gasodutos de transporte (EPE, 2018b; PORTO DO AÇU, 2019). A Figura 4.10 apresenta o *layout* do Porto do Açu, incluindo a retroárea de 90.000.000 m², disponível para novos empreendimentos.



● Em operação
 ● Em construção
 ● Projeto

- | | | |
|---|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> 1. Wärtsilä – 22.193 m² 2. TechnipFMC – 289.800 m² 3. NOV – 121.905 m² 4. Inter Moor – 52.302 m² 5. Edison Chouest – 597.400 m² 6. Porto do Açu Terminal Multicargas (T-MULT) 7. Gerdau 8. Dome 9. Anglo American 10. BP-Prumo – 215.079m² 11. Ferroport – Terminal de minério de ferro 12. Açu Petróleo | <ul style="list-style-type: none"> 13. Oiltanking – Terminal de petróleo 14. Shell 15. RPPN Caruara – Área de preservação ambiental – 40km² 16. Vallourec – 15.000 m² 17. InterRio Hotel 18. Açu Condlog Condomínio Logístico 19. Estação Açu – Centro de Conveniência 20. GNA – Termelétrica 21. Terminal GNL 22. Terminal de líquidos 23. Terminal de reparos 24. Área disponível – 1.090.746m² | <ul style="list-style-type: none"> 25. Indústria naval – 3.200.000 m² 26. Planta de liquefação 27. Parque logístico 28. Unidade de processamento de gás natural 29. Centros integrados de distribuição e armazenagem 30. Truck Center 31. Unidade de tratamento de petróleo 32. Indústrias metalmeccânica 33. Heliporto 34. Zona de Processamento de Exportação (ZPE) |
|---|--|--|

Figura 4.10. Layout do Porto do Açu/RJ

Fonte: Porto do Açu (2019).

O gasoduto da rota 5a foi projetado para uma vazão de 12 milhões de m³/d, que é o porte típico de projeto considerado para viabilizar um gasoduto de escoamento. As outras premissas utilizadas no projeto do gasoduto da rota 5a foram a extensão de 299 km e diâmetro de 16 polegadas. De posse dos dados de extensão, vazão, das informações apresentadas e dos dados construtivos da Tabela 4.5, foi calculado o custo de investimento do duto. A Tabela 4.6 a seguir resume os custos calculados do gasoduto, separados por tipo de custos.

Tabela 4.6. Cálculo do CAPEX do gasoduto de escoamento da 5a

Descrição	R\$ mi	
Custos Diretos		
Tubulação	481,89	14 %
Componentes	316,63	9 %
Construção, montagem e lançamento	930,95	27 %
Comissionamento	29,85	1 %
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	175,93	5 %
BDI - Benefícios e Despesas Indiretas	358,10	10 %
Impostos	358,91	10 %
Contingências	795,68	23 %
INVESTIMENTO TOTAL	3.447,93	100%
(valor de referência, com contingências, data-base jun/19)		

Fonte: Elaboração EPE.

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

Conforme mostrado na Tabela 4.6, o custo de investimento do gasoduto de escoamento da rota 5a, de 199 km de extensão e 16 polegadas de diâmetro, nas condições definidas, seria de R\$ 3.448 milhões. Já a UPGN indicativa no Porto do Açú da rota 5a, com capacidade de processamento de 12 milhões de m³/d de gás úmido proveniente do pré-sal da Bacia de Campos, teria um custo de investimento de R\$ 2.600 milhões.

4.4 Pré-sal da Bacia de Campos - TEPOR/RJ: Rota 5b

A alternativa Bacia de Campos - Terminal Portuário de Macaé (TEPOR) (Rota 5b) tem como objetivo movimentar o gás natural úmido produzido em um cluster da Bacia de Campos até a uma UPGN localizada na retroárea do TEPOR. Também neste caso não será necessária a construção de um trecho considerável de gasoduto terrestre, uma vez que o TEPOR iria tangenciar o litoral. O gás natural proveniente desta UPGN pode ter diversas alternativas de monetização, entre elas a possibilidade de interconexão à malha de gasodutos de transporte futuro por meio de um gasoduto futuro ou a liquefação para atendimento da demanda nacional ou internacional de GNL, além de atendimento da demanda de usinas termelétricas. A Figura 4.11 ilustra a alternativa de escoamento e processamento para a Rota 5b, na qual são mostrados os blocos exploratórios, os campos em produção da região e a infraestrutura existente.

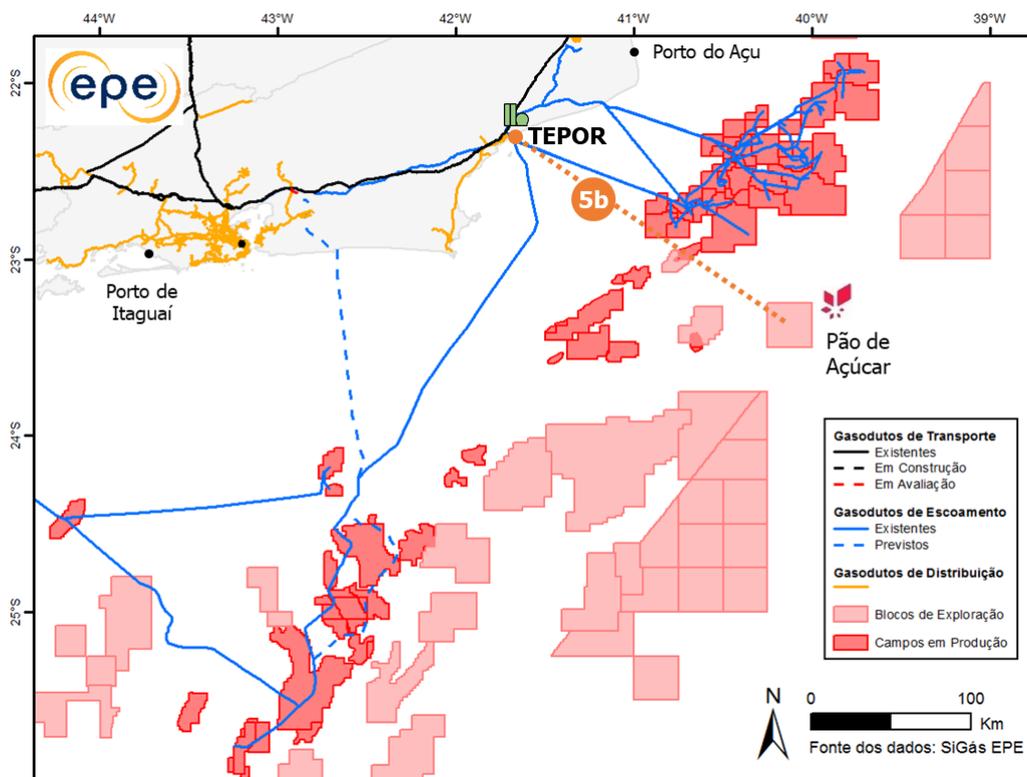


Figura 4.11. Alternativa de escoamento e processamento para a rota 5b

Fonte: Elaboração própria EPE.

A extensão total do gasoduto de escoamento da Rota 5b, incluindo os trechos terrestre e marítimo, é de 200 km, de acordo com o perfil altimétrico da sua diretriz, conforme mostrado na Figura 4.12. Os dados construtivos para a estimativa de custos deste gasoduto se encontram na Tabela 4.7.

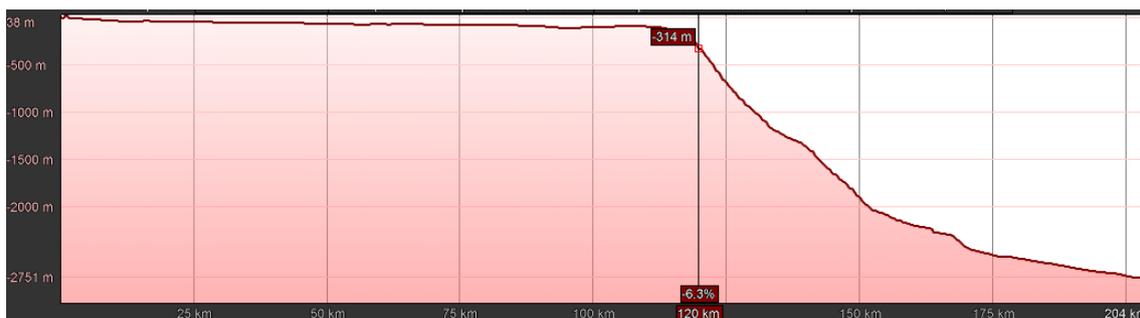


Figura 4.12. Perfil altimétrico da diretriz do gasoduto de escoamento da rota 5b

Fonte: Elaboração própria EPE.

Tabela 4.7. Dados construtivos do gasoduto de escoamento da rota 5b

Tipo	Método Construtivo	km inicial	km final	Extensão (km)	Espessura (mm)
Shore Approach	Furo Direcional	0	1	1	18,0
Profundidade < 300m	S-Lay Grande	1	121	120	16,2
Profundidade 300-1500m	S-Lay Pequeno	121	143	22	19,9
Profundidade > 1500m	S-Lay Pequeno	143	200	57	23,8

Fonte: Elaboração EPE.

Esta rota tem como ponto final indicativo uma UPGN na retroárea do TEPOR/RJ. Neste Porto estão previstos dois terminais offshore e uma retroárea onshore. Um dos terminais (terminal A) será utilizado para movimentação de líquidos, ligados por dutos a um terminal onshore de armazenamento de combustíveis, produtos químicos e outros derivados, enquanto que o segundo terminal (terminal B) está previsto para movimentação de petróleo. O terminal A também terá um FSRU e uma área reservada para tanques de armazenamento de GNL. Na retroárea onshore de 6.000.000 m² está prevista a construção de uma UPGN para processamento de gás natural recebido das Bacias de Campos e de Santos. A Figura 4.13 apresenta o layout do TEPOR com as infraestruturas offshore e onshore previstas (TEPOR, 2019).



Figura 4.13. Layout do TEPOR contendo os Terminais A e B e a área onshore

Fonte: adaptado de Oiti Consultoria Ambiental (OITI, 2018)

O gasoduto da rota 5b foi projetado para uma vazão de 12 milhões de m³/d, que é o porte típico de projeto considerado para viabilizar um gasoduto de escoamento. As

outras premissas utilizadas no projeto do gasoduto da rota 5b foram a extensão de 200 km e diâmetro de 16 polegadas. De posse dos dados de extensão, vazão, das informações apresentadas e dos dados construtivos da Tabela 4.7, foi calculado o custo de investimento do duto. A Tabela 4.8 a seguir resume os custos calculados do gasoduto, separados por tipo de custos.

Tabela 4.8. Cálculo do CAPEX do gasoduto de escoamento da rota 5b

Descrição	R\$ mi	
Custos Diretos		
Tubulação	477,97	14 %
Componentes	316,63	9 %
Construção, montagem e lançamento	911,83	27 %
Comissionamento	30,00	1 %
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	173,64	5 %
BDI - Benefícios e Despesas Indiretas	354,34	10 %
Impostos	355,08	10 %
Contingências	785,85	23 %
INVESTIMENTO TOTAL (valor de referência, com contingências, data-base jun/19)	3.405,34	100%

Fonte: Elaboração EPE.

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

Conforme mostrado na Tabela 4.8, o custo de investimento do gasoduto de escoamento da rota 5b, de 200 km de extensão e 16 polegadas de diâmetro, nas condições definidas, seria de R\$ 3.405 milhões. Já a UPGN indicativa no TEPOR da rota 5b, com capacidade de processamento de 12 milhões de m³/d de gás úmido proveniente do pré-sal da Bacia de Campos, teria um custo de investimento de R\$ 2.600 milhões.

4.5 Pré-sal da Bacia de Campos - Porto de Itaguaí/RJ: Rota 5c

A alternativa Bacia de Campos - Porto de Itaguaí (Rota 5c) tem como objetivo movimentar o gás natural úmido produzido em um cluster da Bacia de Campos até a uma UPGN localizada nas proximidades do Porto de Itaguaí, conforme comentado na Rota 4b. Para esta alternativa, não será necessária a construção de um trecho considerável de gasoduto terrestre, uma vez que o Porto de Itaguaí tangencia o litoral. O gás natural proveniente desta unidade de processamento teria diversas alternativas de monetização, já comentadas na Rota 4b. A Figura 4.14 ilustra a alternativa de escoamento e processamento para a Rota 5c, na qual são mostrados os blocos exploratórios, os campos da região e a infraestrutura existente.

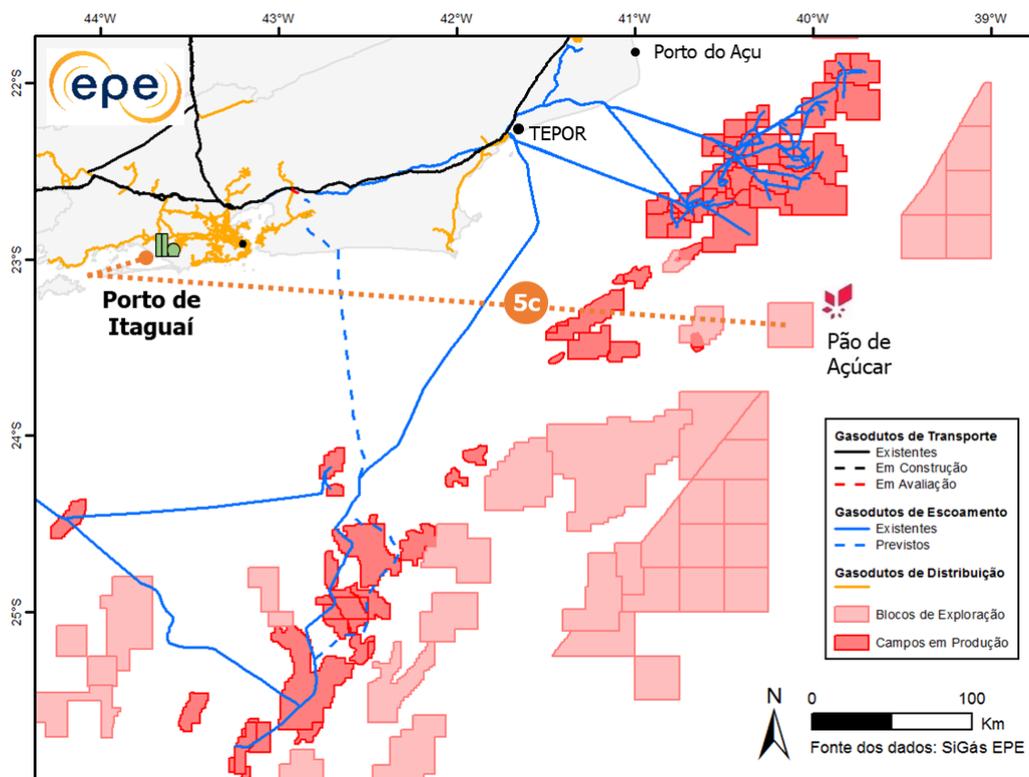


Figura 4.14. Alternativa de escoamento e processamento para a Rota 4a

Fonte: Elaboração própria EPE.

A Figura 4.15 ilustra o perfil altimétrico da diretriz do gasoduto de escoamento da rota 5c, que indicou uma extensão total de 421 km para esta alternativa, incluindo os trechos terrestre e marítimo. Os dados construtivos para a estimativa de custos deste gasoduto se encontram na Tabela 4.9.



Figura 4.15. Perfil altimétrico da diretriz do gasoduto de escoamento da rota 5c

Fonte: Elaboração própria EPE.

Tabela 4.9. Dados construtivos do gasoduto de escoamento da rota 5c

Tipo	Método Construtivo	km inicial	km final	Extensão (km)	Espessura (mm)
Shore Approach	Furo Direcional	0	1	1	18,0
Profundidade < 300m	S-Lay Grande	1	329	328	16,2
Profundidade 300-1500m	S-Lay Pequeno	329	340	11	19,9
Profundidade > 1500m	S-Lay Pequeno	340	421	81	23,8

Fonte: Elaboração EPE.

A opção da rota de escoamento 5c tem seu ponto final em uma UPGN nas proximidades do Porto de Itaguaí, cujas características já foram citadas no item 4.2, referente à rota 4b.

O gasoduto da rota 5c foi projetado para uma vazão de 12 milhões de m³/d, que é o porte típico de projeto considerado para viabilizar um gasoduto de escoamento. As outras premissas utilizadas no projeto do gasoduto da rota 5c foram a extensão de 421 km e diâmetro de 18 polegadas. De posse dos dados de extensão, vazão, das informações apresentadas e dos dados construtivos da Tabela 4.9, foi calculado o custo de investimento do duto. A Tabela 4.10 a seguir resume os custos calculados deste gasoduto, separados por tipo de custos.

Tabela 4.10. Cálculo do CAPEX do gasoduto de escoamento da Rota 5c

Descrição	R\$ mi	
Custos Diretos		
Tubulação	992,52	19 %
Componentes	358,73	7 %
Construção, montagem e lançamento	1.217,42	23 %
Comissionamento	63,15	1 %
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	263,18	5 %
BDI - Benefícios e Despesas Indiretas	557,63	11 %
Impostos	557,28	11 %
Contingências	1.202,97	23 %
INVESTIMENTO TOTAL (valor de referência, com contingências, data-base jun/19)	5.212,87	100%

Fonte: Elaboração EPE.

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

Conforme mostrado na Tabela 4.10, o custo de investimento do gasoduto de escoamento da rota 5c, de 421 km de extensão e 10 polegadas de diâmetro, nas condições definidas, seria de R\$ 5.213 milhões. Já a UPGN indicativa no Porto de Itaguaí da rota 5c, com capacidade de processamento de 12 milhões de m³/d de gás úmido proveniente do pré-sal da Bacia de Campos, teria um custo de investimento de R\$ 2.600 milhões.

4.6 Pré-sal da Bacia de Campos - Porto Central/ES: Rota 6a

A alternativa Bacia de Campos - Porto Central (Rota 6a) tem como objetivo movimentar o gás natural úmido produzido em um cluster da Bacia de Campos até a uma UPGN localizada nas proximidades do Porto Central. Também neste caso, não será necessária a construção de um trecho considerável de gasoduto terrestre, uma vez que o Porto Central tangencia o litoral. O gás natural proveniente desta UPGN teria diversas alternativas de monetização, entre elas a possibilidade de interconexão à malha de gasodutos de transporte futuro por meio de um gasoduto futuro ou a liquefação para atendimento da demanda nacional ou internacional de GNL, além de atendimento da demanda de usinas termelétricas. A UPGN poderá se localizar na retroárea deste Porto, requerendo apenas um trecho de gasoduto que irá passar por dentro do Porto e dependerá do posicionamento em relação ao *layout* do empreendimento.

A Figura 4.16 ilustra a alternativa de escoamento e processamento para a Rota 6a, na qual são mostrados os blocos exploratórios, os campos em produção da região e a infraestrutura existente. No que toca ao escoamento de gás natural, o Porto Central está localizado a cerca de 120 km dos blocos C-M-101 (prospecto Wahoo) e C-M-61 (prospecto Itaipu). Em 2010, houve descobertas vultuosas no prospecto Wahoo, quando a empresa Anadarko realizou um teste de formação que indicou o potencial de produção de 15 mil barris equivalentes de petróleo por dia (EPBR, 2019).

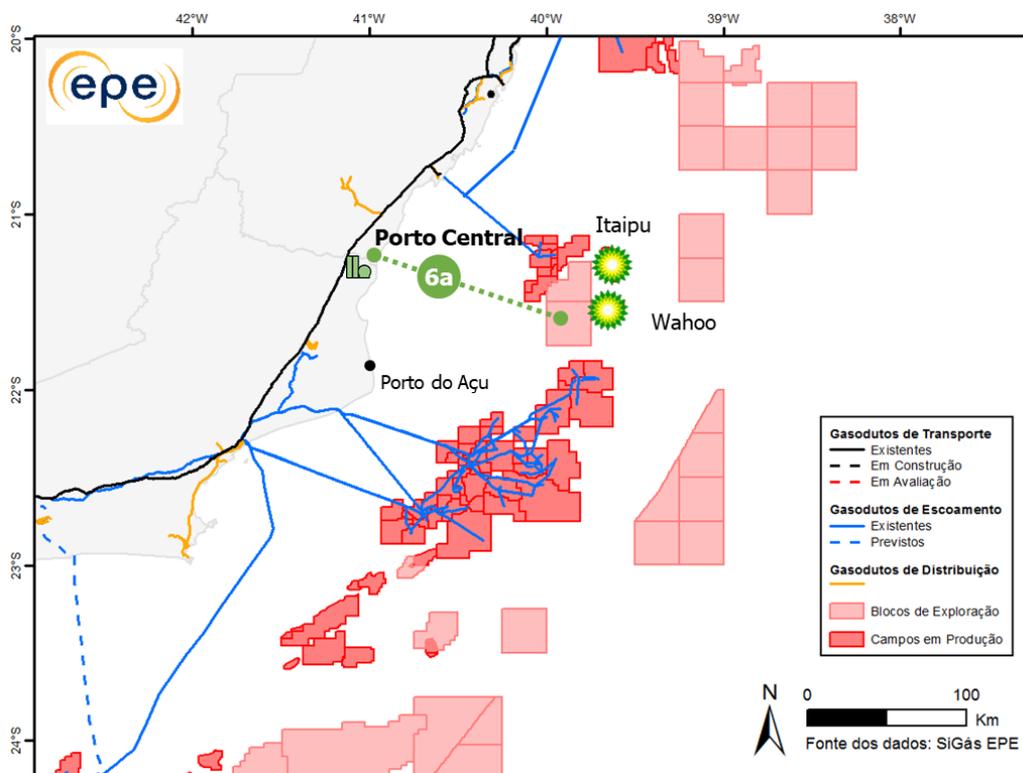


Figura 4.16. Alternativa de escoamento e processamento para a rota 6a

Fonte: Elaboração própria EPE.

A Figura 4.17 ilustra o perfil altimétrico da diretriz do gasoduto de escoamento desta rota, que indicou uma extensão total de 119 km para esta alternativa, incluindo os trechos terrestre e marítimo. Os dados construtivos para a estimativa de custos do gasoduto se encontram na Tabela 4.11.

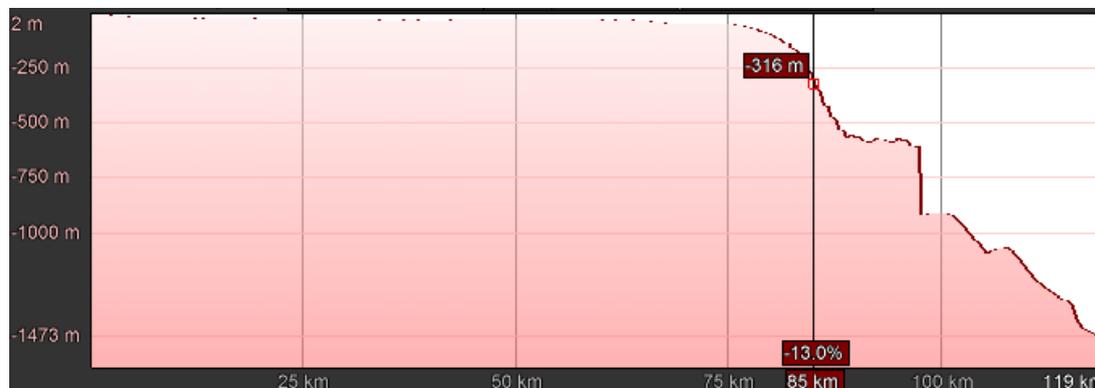


Figura 4.17. Perfil altimétrico da diretriz do gasoduto de escoamento da rota 6a

Fonte: Elaboração própria EPE.

Tabela 4.11. Dados construtivos do gasoduto de escoamento da rota 6a

Tipo	Método Construtivo	km inicial	km final	Extensão (km)	Espessura (mm)
Shore Approach	Furo Direcional	0	1	1	18,0
Profundidade < 300m	S-Lay Grande	1	85	84	16,2
Profundidade 300-1500m	S-Lay Pequeno	85	119	34	19,9
Profundidade > 1500m	S-Lay Pequeno	119	119	0	23,8

Fonte: Elaboração própria EPE.

O Porto Central é um empreendimento desenvolvido pelo Porto de Roterdã e pela TPK logística no município de Presidente Kennedy/ES, atualmente em etapa de negociações e planejamento. Este projeto será construído em fases, de acordo com as demandas dos clientes e os cronogramas de implementação dos empreendimentos que vierem a se instalar no local, e inclui a previsão de instalações de gás natural e de GNL (PORTO CENTRAL, 2019). A Figura 4.18 apresenta o *layout* do Porto Central, incluindo a retroárea disponível para novos empreendimentos, com 20.000.000 m².



- | | | |
|------------------------------|--------------------------|--------------------------|
| 1. Berço <i>Offshore</i> | 7. Contêineres | 13. Área Industrial |
| 2. Terminal de GNL | 8. Apoio <i>Offshore</i> | 14. Complexo Energético |
| 3. Minério e Carvão | 9. Cargas em Geral | 15. Escritórios |
| 4. Petróleo Bruto | 10. Tancagem de Líquidos | 16. Armazéns e Indústria |
| 5. Grãos e Fertilizantes | 11. Estaleiro | 17. Heliporto |
| 6. Transferência de Petróleo | 12. Minério de Ferro | |

Figura 4.18. *Layout do Porto Central/ES*

Fonte: adaptado de Porto Central (2019).

O gasoduto da rota 6a foi projetado para uma vazão de 12 milhões de m³/d, que é o porte típico de projeto considerado para viabilizar um gasoduto de escoamento. As outras premissas utilizadas no projeto deste gasoduto foram a extensão de 119 km e diâmetro de 14 polegadas. De posse dos dados de extensão, vazão, das informações apresentadas e dos dados construtivos da Tabela 4.11, foi calculado o custo de investimento do duto. A Tabela 4.12 a seguir resume os custos calculados do gasoduto, separados por tipo de custos.

Tabela 4.12. Cálculo do CAPEX do gasoduto de escoamento da rota 6a

Descrição	R\$ mi	
Custos Diretos		
Tubulação	259,56	10 %
Componentes	276,37	11 %
Construção, montagem e lançamento	744,97	29 %
Comissionamento	17,85	1 %
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	129,88	5 %
BDI - Benefícios e Despesas Indiretas	256,86	10 %
Impostos	257,99	10 %
Contingências	583,04	23 %
INVESTIMENTO TOTAL	2.526,51	100%
(valor de referência, com contingências, data-base jun/19)		

Fonte: Elaboração EPE.

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

Conforme mostrado na Tabela 4.12, o custo de investimento do gasoduto de escoamento da rota 6a, de 119 km de extensão e 14 polegadas de diâmetro, nas condições definidas, seria de R\$ 2.527 milhões. Já a UPGN indicativa no Porto Central da rota 6a, com capacidade de processamento de 12 milhões de m³/d de gás úmido proveniente do pré-sal da Bacia de Campos, teria um custo de investimento de R\$ 2.600 milhões.

4.7 Pré-sal da Bacia de Campos - Porto do Açu/RJ: Rota 6b

A alternativa Bacia de Campos - Porto do Açu (Rota 6b) tem como objetivo movimentar o gás natural úmido produzido em um cluster da Bacia de Campos até a uma UPGN localizada nas proximidades do Porto do Açu, com diversas alternativas de monetização, entre elas a possibilidade de interconexão à malha integrada por meio de um gasoduto de transporte futuro ou liquefação para atendimento da demanda nacional ou internacional de GNL, além de atendimento da demanda de usinas termelétricas. Embora, assim como na Rota 5a, o projeto também tenha como origem a Bacia de Campos e como destino o Porto de Açu/RJ, sua localização encontra-se mais ao Norte dentro desta Bacia Sedimentar, em áreas que não poderiam ser tão facilmente atendidas pela Rota 5a. A origem da alternativa Rota 6b teria maior proximidade dos prospectos Wahoo e Itaipu, enquanto a origem da alternativa Rota 5a teria maior proximidade com o prospecto Pão de Açúcar, mais ao Sul.

A Figura 4.19 ilustra a alternativa de escoamento e processamento para a Rota 6b, na qual são mostrados os blocos exploratórios, os campos em produção da região e a infraestrutura existente.

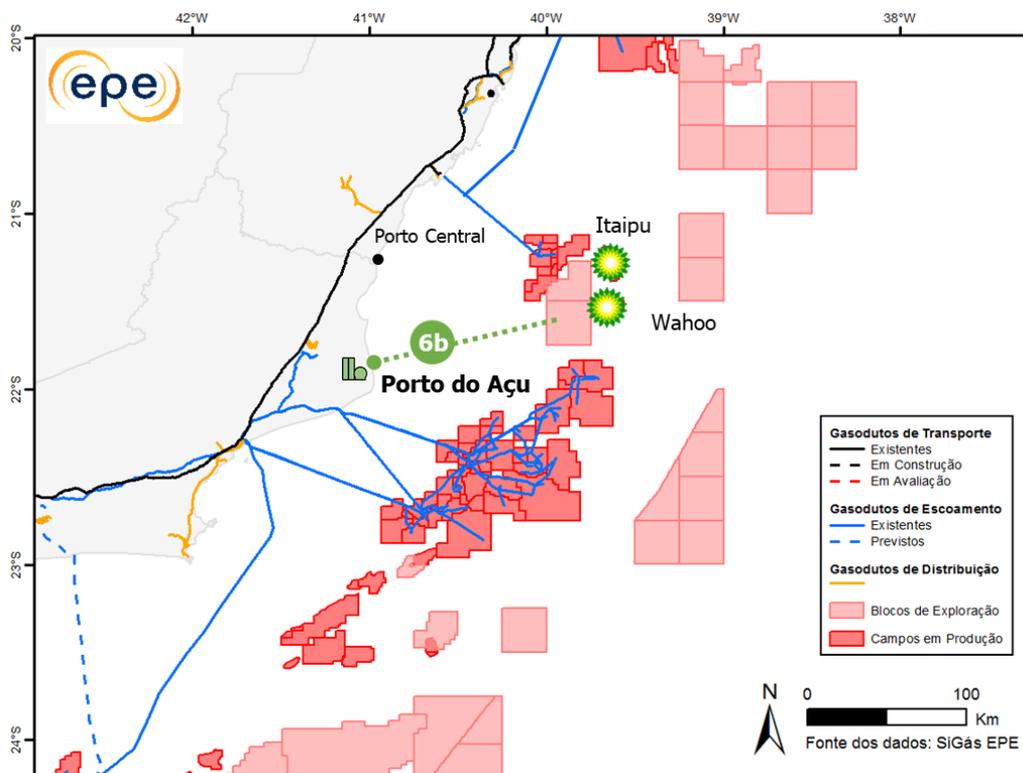


Figura 4.19. Alternativa de escoamento e processamento para a rota 6b

Fonte: Elaboração própria EPE.

A extensão total do gasoduto de escoamento desta rota, incluindo os trechos terrestre e marítimo, é de 118 km, de acordo com o perfil altimétrico da sua diretriz, conforme mostrado na Figura 4.20. Os dados construtivos para a estimativa de custos deste gasoduto se encontram na Tabela 4.13.



Figura 4.20. Perfil altimétrico da diretriz do gasoduto de escoamento da rota 6b

Fonte: Elaboração própria EPE.

Tabela 4.13. Dados construtivos do gasoduto de escoamento da rota 6b

Tipo	Método Construtivo	km inicial	km final	Extensão (km)	Espessura (mm)
Shore Approach	Furo Direcional	0	1	1	18,0
Profundidade < 300m	S-Lay Grande	1	93	92	16,2
Profundidade 300-1500m	S-Lay Pequeno	93	118	25	19,9
Profundidade > 1500m	S-Lay Pequeno	118	118	0	23,8

Fonte: Elaboração EPE.

O gasoduto da rota 6b foi projetado para uma vazão de 12 milhões de m³/d, que é o porte mínimo típico considerado para viabilizar gasodutos de escoamento. As outras premissas utilizadas no projeto gasoduto de escoamento da rota 6b foram a extensão de 118 km e diâmetro de 14 polegadas. De posse dos dados de extensão, vazão, das informações apresentadas e dos dados construtivos da Tabela 4.13, foi calculado o custo de investimento do duto. A Tabela 4.14 a seguir resume os custos calculados do gasoduto, separados por tipo de custos.

Tabela 4.14. Cálculo do CAPEX do gasoduto de escoamento da rota 6b

Descrição	R\$ mi	
Custos Diretos		
Tubulação	254,29	10 %
Componentes	276,36	11 %
Construção, montagem e lançamento	731,45	29 %
Comissionamento	17,70	1 %
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	127,98	5 %
BDI - Benefícios e Despesas Indiretas	253,46	10 %
Impostos	254,56	10 %
Contingências	574,74	23 %
INVESTIMENTO TOTAL (valor de referência, com contingências, data-base jun/19)	2.490,54	100%

Fonte: Elaboração EPE.

Nota: estimativas baseadas na análise de projetos conceituais, com precisão de -30% a -50% e +50% de +100%. Conforme mostrado na Tabela 4.14, o custo de investimento do gasoduto de escoamento da rota 6b, de 118 km de extensão e 14 polegadas de diâmetro, nas condições definidas, seria de R\$ 2.491 milhões. Já a UPGN indicativa no Porto do Açú da rota 6b, com capacidade de processamento de 12 milhões de m³/d de gás úmido proveniente do pré-sal da Bacia de Campos, teria um custo de investimento de R\$ 2.600 milhões.

5 DETALHAMENTO DE PROJETOS DO PÓS-SAL

As alternativas estudadas no ambiente pós-sal incluem as Rotas ES-Mucuri-A e ES-Mucuri-B na Bacia do Espírito Santo-Mucuri e as Rotas SEAL-A e SEAL-B, na Bacia de Sergipe-Alagoas.

5.1 Bacia do Espírito Santo-Mucuri - Porto Imetame/ES: Rota ES-Mucuri-A

A alternativa Bacia do Espírito Santo-Mucuri - Porto Imetame (Rota ES-Mucuri-A) tem como objetivo movimentar o gás natural úmido produzido da Bacia ES-Mucuri até a uma UPGN localizada nas proximidades do Porto Imetame, com diversas alternativas de monetização, entre elas a possibilidade de interconexão à malha integrada por meio de um gasoduto de transporte futuro ou liquefação para atendimento da demanda de GNL, além de atendimento da demanda de usinas termelétricas.

A Figura 5.1 ilustra a alternativa de escoamento e processamento para a Rota ES-Mucuri-A, na qual são mostrados os blocos exploratórios, os campos em produção da região e a infraestrutura existente.

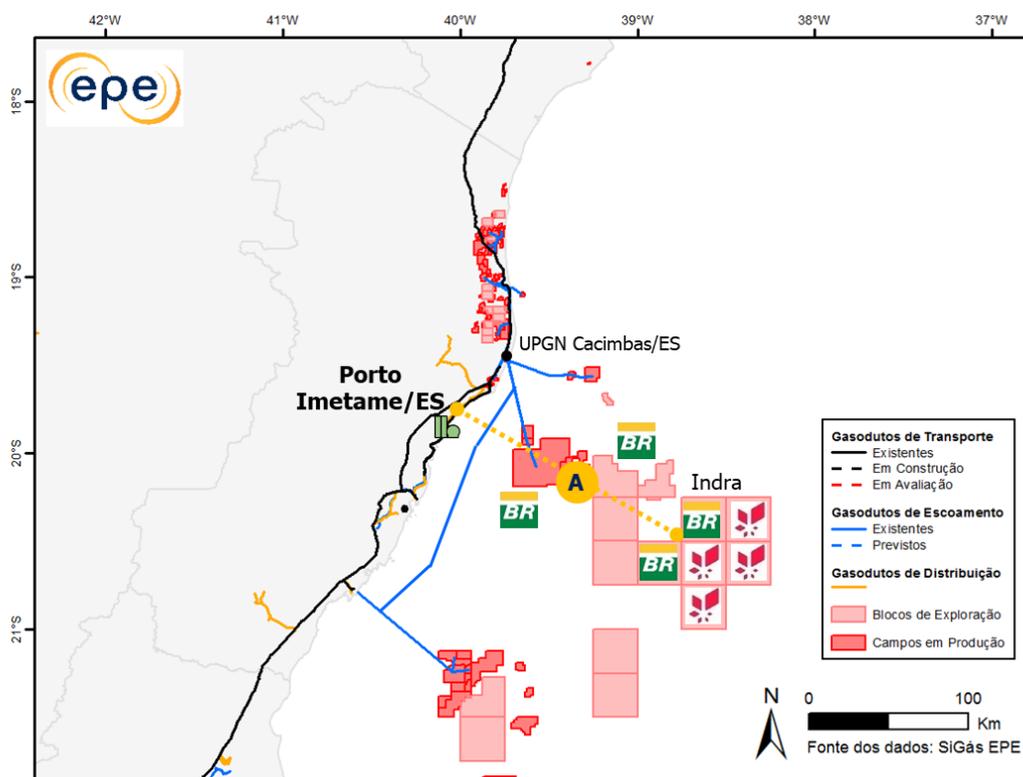


Figura 5.1. Alternativa de escoamento e processamento para a rota ES-Mucuri-A

Fonte: Elaboração própria EPE.

A extensão total do gasoduto de escoamento desta rota, incluindo os trechos terrestre e marítimo, é de 155 km, de acordo com o perfil altimétrico da sua diretriz, conforme

mostrado na Figura 5.2. Os dados construtivos para a estimativa de custos deste gasoduto se encontram na Tabela 5.1.



Figura 5.2. Perfil altimétrico da diretriz do gasoduto de escoamento da rota ES-Mucuri-A

Fonte: Elaboração própria EPE.

Tabela 5.1. Dados construtivos do gasoduto de escoamento da rota ES-Mucuri-A

Tipo	Método Construtivo	km inicial	km final	Extensão (km)	Espessura (mm)
Shore Approach	Furo Direcional	0	1	1	18,0
Profundidade < 300m	S-Lay Grande	1	35	34	16,2
Profundidade 300-1500m	S-Lay Pequeno	35	60	25	19,9
Profundidade > 1500m	S-Lay Pequeno	60	155	95	23,8

Fonte: Elaboração EPE.

O Porto da Imetame, localizado em Barra do Riacho - Aracruz/ES, é um projeto que prevê a instalação de diversas estruturas para movimentação de carga próximo às instalações já existentes da Fibria Celulose (Unidade Aracruz) e do porto existente em Barra do Riacho/ES, com uma área de pelo menos 560.000 m² (ESBRASIL, 2018). Entre as atividades previstas para o local, encontram-se uma UTE, armazém de grãos, tancagem de combustíveis líquidos e um possível terminal de GNL, conforme esquematizado na Figura 5.3. O projeto já conta com a licença ambiental emitida em 2018 pelo Instituto Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos do Espírito Santo - IEMA (GAZETA ONLINE, 2018).

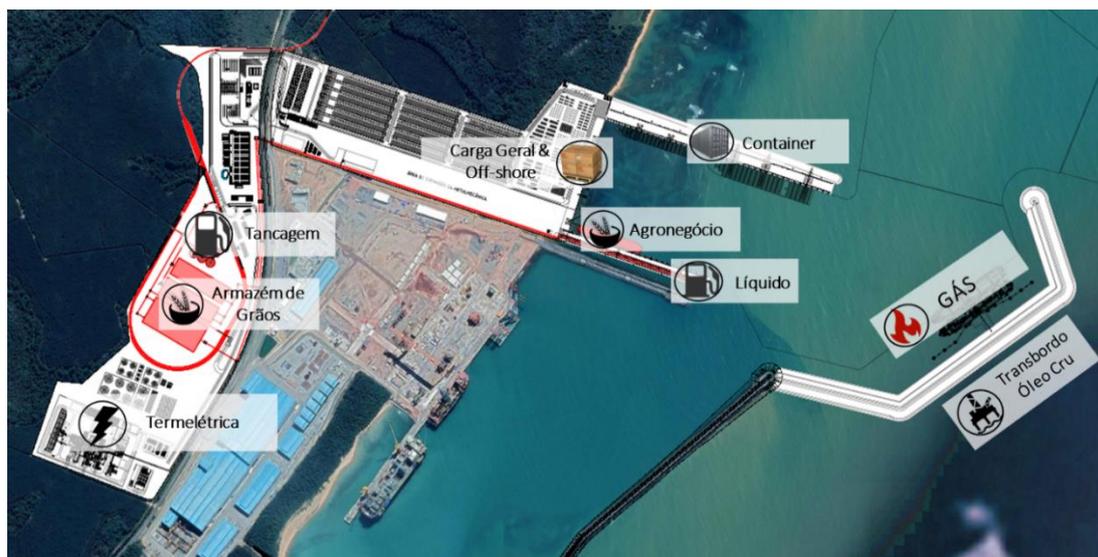


Figura 5.3. Projeto do Porto Imetame

Fonte: Imetame (2019).

O trecho marítimo que seria necessário para a conexão direta dos campos em desenvolvimento no Pós-Sal da Bacia do Espírito Santo-Mucuri ao Porto da Imetame tem 155 km de extensão, enquanto o trecho que seria necessário para a conexão à UPGN existente em Cacimbas/ES tem a mesma extensão aproximada de 157 km. Neste caso, as duas alternativas devem ser analisadas em relação à presença de rodolitos⁶ na região de águas rasas do litoral do Espírito Santo, uma vez que esta questão já foi observada durante o Licenciamento Ambiental dos gasodutos de escoamento implementados nessa área, principalmente do gasoduto Sul-Norte Capixaba, construído em 2012 (GASNET, 2012). A presença de rodolitos no traçado da alternativa que é ligada diretamente ao Porto (DIAS, 2015) pode tornar mais viável a construção de uma alternativa com chegada na costa pela UPGN Cacimbas/ES e construção de um trecho terrestre margeando o litoral até o Porto Imetame/ES.

O gasoduto da rota ES-Mucuri-A foi projetado para uma vazão de 12 milhões de m³/d, que é o porte típico mínimo considerado para viabilizar gasodutos de escoamento. As outras premissas utilizadas no projeto do gasoduto da rota ES-Mucuri-A foram a extensão de 155 km e diâmetro de 14 polegadas. De posse dos dados de extensão, vazão, das informações apresentadas e dos dados construtivos da Tabela 5.1, foi calculado o custo de investimento do duto. A Tabela 5.2 a seguir resume os custos calculados do gasoduto, separados por tipo de custos.

⁶ Algas calcárias que ficam depositadas no fundo dos oceanos.

Tabela 5.2. Cálculo do CAPEX do gasoduto de escoamento da rota ES-Mucuri-A

Descrição	R\$ mi	
Custos Diretos		
Tubulação	400,05	13 %
Componentes	276,59	9 %
Construção, montagem e lançamento	905,26	29 %
Comissionamento	23,25	1 %
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	160,51	5 %
BDI - Benefícios e Despesas Indiretas	319,45	10 %
Impostos	320,71	10 %
Contingências	721,75	23 %
INVESTIMENTO TOTAL (valor de referência, com contingências, data-base jun/19)	3.127,57	100%

Fonte: Elaboração EPE.

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

Conforme mostrado na Tabela 5.2, o custo de investimento do gasoduto de escoamento da rota ES-Mucuri-A, de 155 km de extensão e 14 polegadas de diâmetro, nas condições definidas, seria de R\$ 3.128 milhões. Já a UPGN indicativa em Aracruz no Porto da Imetame, com capacidade de processamento de 12 milhões de m³/d de gás úmido proveniente do Pós-sal da Bacia ES-Mucuri, teria um custo de investimento de R\$ 2.600 milhões.

5.2 Bacia do Espírito Santo-Mucuri - UPGN Cacimbas/ES: Rota ES-Mucuri-B

A alternativa Bacia do Espírito Santo-Mucuri - UPGN Cacimbas/ES (Rota ES-Mucuri-B) tem como objetivo movimentar o gás natural úmido produzido da Bacia ES-Mucuri até a UPGN Cacimbas, com diversas alternativas de monetização, entre elas a possibilidade de interconexão à malha integrada por meio de um gasoduto de transporte futuro ou liquefação para atendimento da demanda nacional ou internacional de GNL, além de atendimento da demanda de usinas termelétricas. A Figura 5.4 ilustra a alternativa de escoamento e processamento para a Rota ES-Mucuri-B, na qual são mostrados os blocos exploratórios, os campos em produção da região e a infraestrutura existente.

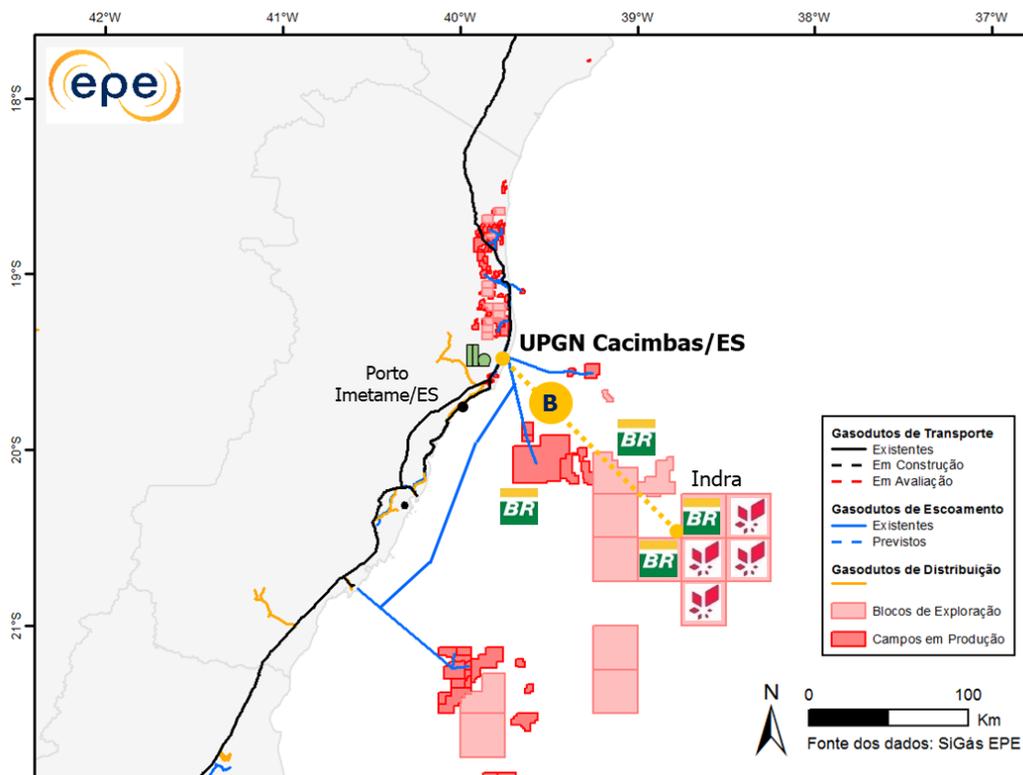


Figura 5.4. Alternativa de escoamento e processamento para a rota ES-Mucuri-B

Fonte: Elaboração própria EPE.

A extensão total do gasoduto de escoamento desta rota, incluindo os trechos terrestre e marítimo, é de 157 km, de acordo com o perfil altimétrico da sua diretriz, conforme mostrado na Figura 5.5. Os dados construtivos para a estimativa de custos deste gasoduto se encontram na Tabela 5.3.

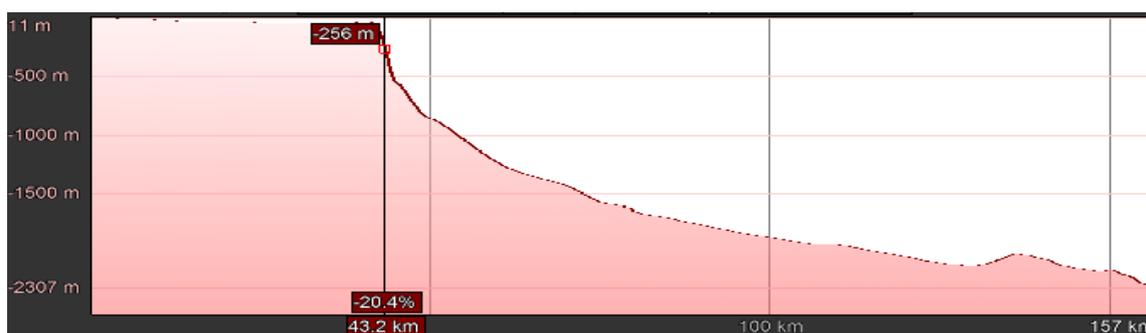


Figura 5.5. Perfil altimétrico da diretriz do gasoduto de escoamento da rota ES-Mucuri-B

Fonte: Elaboração própria EPE.

Tabela 5.3. Dados construtivos do gasoduto de escoamento da rota ES-Mucuri-B

Tipo	Método Construtivo	km inicial	km final	Extensão (km)	Espessura (mm)
Shore Approach	Furo Direcional	0	1	1	18,0
Profundidade < 300m	S-Lay Grande	1	43	42	16,2
Profundidade 300-1500m	S-Lay Pequeno	43	75	32	19,9
Profundidade > 1500m	S-Lay Pequeno	75	157	82	23,8

Fonte: Elaboração própria EPE.

O gasoduto da rota ES-Mucuri-B foi projetado para uma vazão de 12 milhões de m³/d, que é o porte típico mínimo considerado para viabilizar gasodutos de escoamento. As outras premissas utilizadas no projeto do gasoduto de escoamento da rota ES-Mucuri-B foram a extensão de 157 km e diâmetro de 14 polegadas. De posse dos dados de extensão, vazão, das informações apresentadas e dos dados construtivos da Tabela 5.3, foi calculado o custo de investimento do duto. A Tabela 5.4 a seguir resume os custos calculados deste gasoduto, separados por tipo de custos.

Tabela 5.4. Cálculo do CAPEX do gasoduto de escoamento da rota ES-Mucuri-B

Descrição	R\$ mi	
Custos Diretos		
Tubulação	397,27	13 %
Componentes	276,61	9 %
Construção, montagem e lançamento	899,98	29 %
Comissionamento	23,55	1 %
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	159,74	5 %
BDI - Benefícios e Despesas Indiretas	317,98	10 %
Impostos	319,23	10 %
Contingências	718,30	23 %
INVESTIMENTO TOTAL	3.112,65	100%
(valor de referência, com contingências, data-base jun/19)		

Fonte: Elaboração EPE.

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

Conforme mostrado na Tabela 5.4, o custo de investimento do gasoduto de escoamento da rota ES-Mucuri-B, de 157 km de extensão e 14 polegadas de diâmetro, nas condições definidas, seria de R\$ 3.113 milhões. Já a UPGN indicativa de Cacimbas da rota ES-Mucuri-B, com capacidade de processamento de 12 milhões de m³/d de gás úmido proveniente do Pós-sal da Bacia ES-Mucuri, teria um custo de investimento de R\$ 2.600 milhões. Neste caso, a UPGN pode ser construída como um novo projeto próximo à UPGN existente em Cacimbas/ES, ou pode se constituir como uma ampliação da UPGN existente.

5.3 Bacia Sergipe-Alagoas - UPGN Atalaia/SE: Rota SEAL-A

A alternativa Bacia Sergipe-Alagoas - UPGN Atalaia (Rota SEAL-A) tem como objetivo movimentar o gás natural úmido produzido da Bacia Sergipe-Alagoas até a UPGN

Atalaia, com diversas alternativas de monetização, entre elas a possibilidade de interconexão à malha integrada por meio de um gasoduto de transporte futuro ou liquefação para atendimento da demanda nacional ou internacional de GNL, além de atendimento da demanda de usinas termelétricas.

A escolha do traçado neste caso dependerá dos volumes esperados para produção. Como a UPGN Atalaia/SE possui capacidade de processamento de cerca de 3,0 MMm³/d, pode ser necessária sua ampliação caso a produção líquida ultrapasse este valor e as empresas optem pelo processamento nesta UPGN. Além disso, poderiam ser necessárias ampliações nos gasodutos de transporte próximos para possibilitar o aporte destes volumes de gás natural na malha integrada. Nesta alternativa, pode haver maior complexidade no licenciamento ambiental do trecho marítimo do gasoduto de escoamento devido à presença de recifes de corais nas proximidades (UFS, 2015).

A Figura 5.6 ilustra a alternativa de escoamento e processamento para a Rota SEAL-A, na qual são mostrados os blocos exploratórios, os campos em produção da região e a infraestrutura existente.

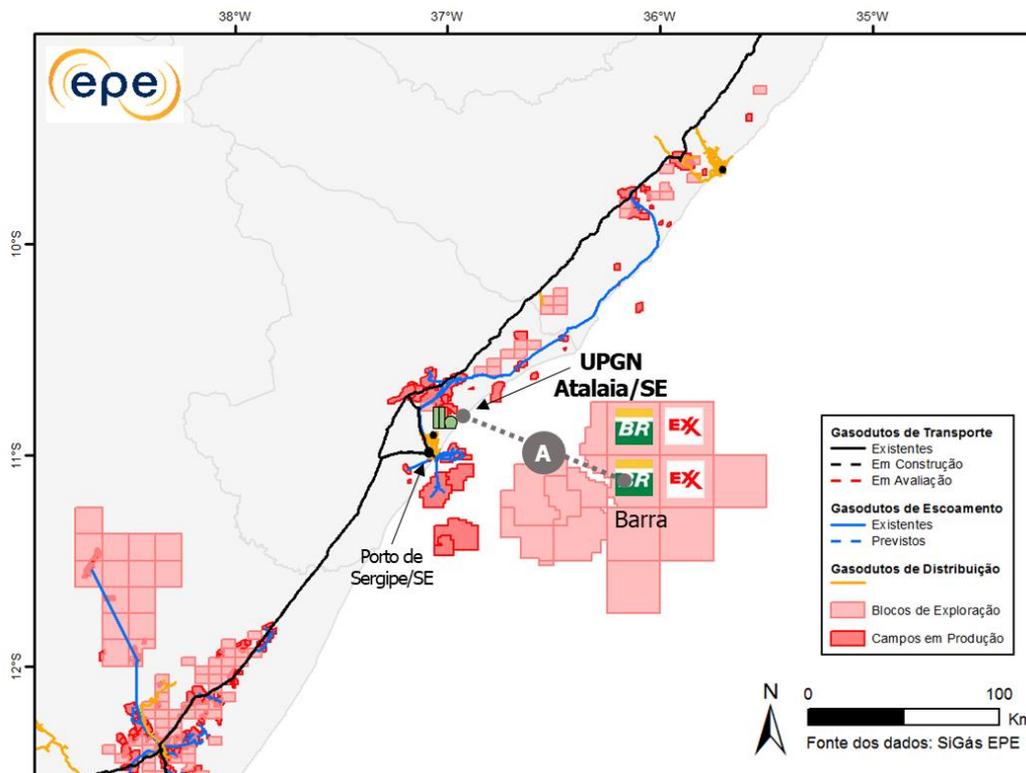


Figura 5.6. Alternativa de escoamento e processamento para a rota SEAL-A

Fonte: Elaboração própria EPE.

A extensão total do gasoduto de escoamento desta rota, incluindo os trechos terrestre e marítimo, é de 106 km, de acordo com o perfil altimétrico da sua diretriz, conforme mostrado na Figura 5.7. Os dados construtivos para a estimativa de custos deste gasoduto se encontram na Tabela 5.5.



Figura 5.7. Perfil altimétrico da diretriz do gasoduto de escoamento da rota SEAL-

A

Fonte: Elaboração própria EPE.

Tabela 5.5. Dados construtivos do gasoduto de escoamento da rota SEAL-A

Tipo	Método Construtivo	km inicial	km final	Extensão (km)	Espessura (mm)
Shore Approach	Furo Direcional	0	1	1	18,0
Profundidade < 300m	S-Lay Grande	1	32	31	16,2
Profundidade 300-1500m	S-Lay Pequeno	32	55	23	19,9
Profundidade > 1500m	S-Lay Pequeno	55	106	51	23,8

Fonte: Elaboração EPE.

Considerando-se um cenário otimista de expansão da produção líquida de gás natural no ambiente do pós-sal, o gasoduto de escoamento foi projetado para uma vazão de 20 milhões de m³/d (EPE, 2019). As outras premissas utilizadas no projeto do gasoduto da rota SEAL-A foram a extensão de 106 km e diâmetro de 24 polegadas. De posse dos dados de extensão, vazão, das informações apresentadas e dos dados construtivos da Tabela 5.5, foi calculado o custo de investimento do duto. A Tabela 5.6 a seguir resume os custos calculados do gasoduto, separados por tipo de custos.

Tabela 5.6. Cálculo do CAPEX do gasoduto de escoamento da rota SEAL-A

Descrição	R\$ mi	
Custos Diretos		
Tubulação	300,09	10 %
Componentes	474,45	15 %
Construção, montagem e lançamento	798,17	25 %
Comissionamento	15,90	1 %
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	158,86	5 %
BDI - Benefícios e Despesas Indiretas	330,84	11 %
Impostos	331,04	11 %
Contingências	722,80	23 %
INVESTIMENTO TOTAL	3.132,15	100%
(valor de referência, com contingências, data-base jun/19)		

Fonte: Elaboração EPE.

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

Conforme mostrado na Tabela 5.6, o custo de investimento do gasoduto de escoamento da rota SEAL-A, de 106 km de extensão e 24 polegadas de diâmetro, nas condições definidas, seria de R\$ 3.132 milhões. Já a UPGN indicativa Atalaia da rota SEAL-A, com capacidade de processamento de 20 milhões de m³/d de gás úmido proveniente do Pós-sal da Bacia SEAL, teria um custo de investimento de R\$ 3.500 milhões. Neste caso, a UPGN pode ser construída como um novo projeto próximo à UPGN existente em Atalaia/SE, ou pode se constituir como uma ampliação da UPGN existente.

5.4 Bacia Sergipe-Alagoas - Porto de Sergipe/SE: Rota SEAL-B

A alternativa Bacia Sergipe-Alagoas - Porto de Sergipe (Rota SEAL-B) tem como objetivo movimentar o gás natural úmido produzido da Bacia Sergipe-Alagoas até o a uma UPGN localizada nas proximidades do Porto de Sergipe, com diversas alternativas de monetização, entre elas a possibilidade de interconexão à malha integrada por meio de um gasoduto de transporte futuro ou liquefação para atendimento da demanda nacional ou internacional de GNL, além de atendimento da demanda de usinas termelétricas.

A Figura 5.8 ilustra a alternativa de escoamento e processamento para a Rota SEAL-B, na qual são mostrados os blocos exploratórios, os campos em produção da região e a infraestrutura existente.

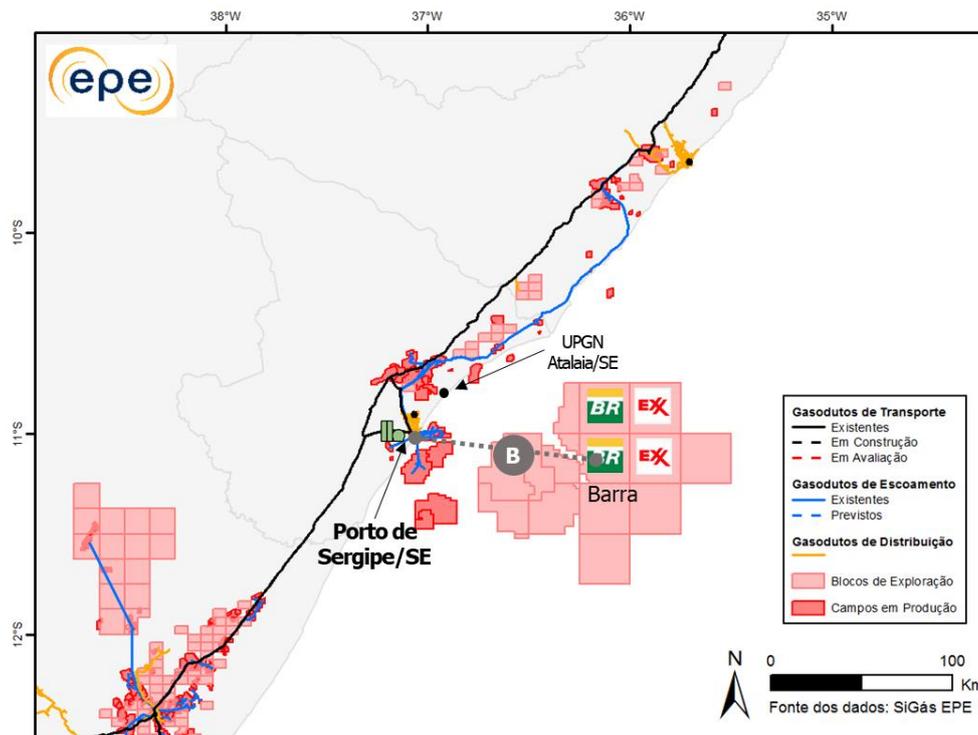


Figura 5.8. Alternativa de escoamento e processamento para a rota SEAL-B

Fonte: Elaboração própria EPE.

Considerou-se que o trecho terrestre desta alternativa iria requerer cerca de 25 km para conexão à malha integrada de gasodutos de transporte, que seria classificado como gasoduto de escoamento caso a UPGN nova a ser instalada ficasse próxima à malha, ou como gasoduto de transporte, caso seja instalada uma UPGN nova no litoral próxima ao Porto Sergipe/SE (que futuramente contará com um terminal de GNL). Cabe ressaltar que já foi veiculada na mídia a possibilidade de instalação de uma UPGN em Japarutuba/SE, próxima à malha de transporte existente (EPBR, 2018); neste caso, o trecho terrestre seria classificado como gasoduto de escoamento. As alternativas para o trecho terrestre e para a localização da UPGN são mostradas na Figura 5.9.

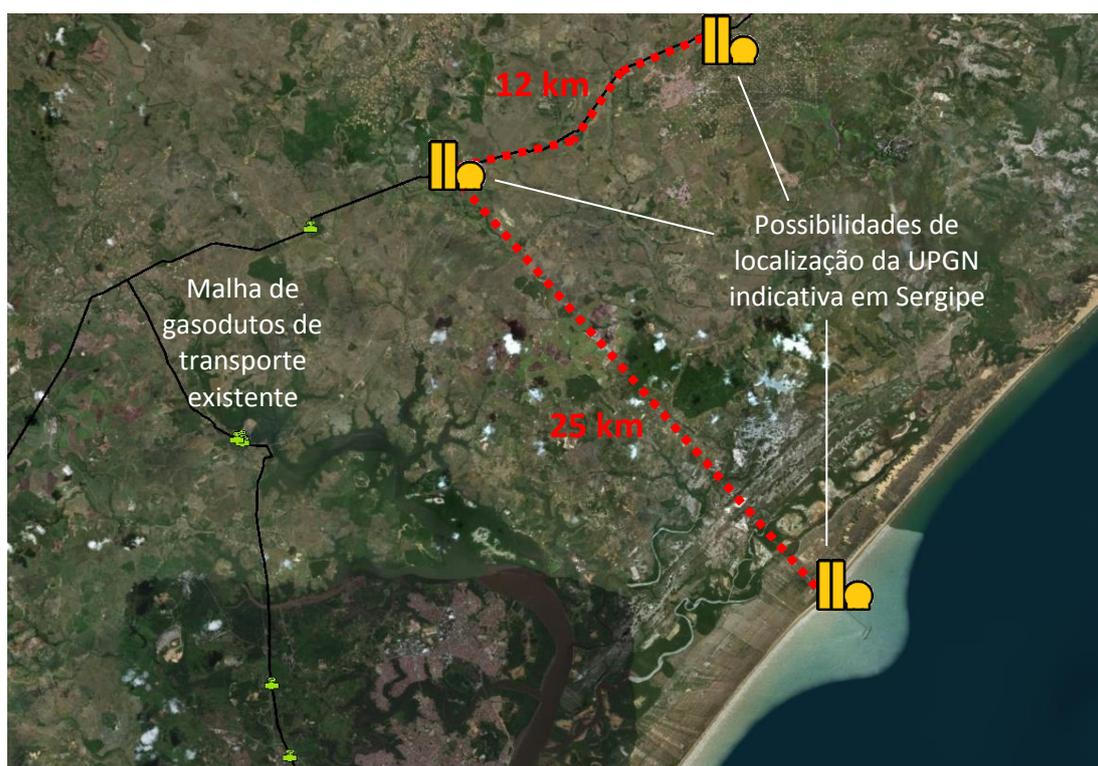


Figura 5.9. Alternativas para o trecho terrestre do gasoduto SEAL - Porto Sergipe/SE

Fonte: Elaboração própria EPE.

A extensão total do trecho marítimo do gasoduto de escoamento desta rota é de 96 km, de acordo com o perfil altimétrico da sua diretriz, conforme mostrado na Figura 5.10. Os dados construtivos para a estimativa de custos deste gasoduto se encontram na Tabela 5.7.



Figura 5.10. Perfil altimétrico da diretriz do gasoduto de escoamento da rota SEAL-B

Fonte: Elaboração própria EPE.

Tabela 5.7. Dados construtivos do gasoduto de escoamento da rota SEAL-B

Tipo	Método Construtivo	km inicial	km final	Extensão (km)	Espessura (mm)
Shore Approach	Furo Direcional	0	1	1	18,0
Profundidade < 300m	S-Lay Grande	1	39	38	16,2
Profundidade 300-1500m	S-Lay Pequeno	39	50	11	19,9
Profundidade > 1500m	S-Lay Pequeno	50	96	46	23,8

Fonte: Elaboração EPE.

Considerando-se um cenário otimista de expansão da produção líquida de gás natural no ambiente do pós-sal, o gasoduto de escoamento foi projetado para uma vazão de 20 milhões de m³/d (EPE, 2019). As outras premissas utilizadas no projeto do gasoduto da rota SEAL-B foram a extensão de 96 km e diâmetro de 24 polegadas. De posse dos dados de extensão, vazão, das informações apresentadas e dos dados construtivos da Tabela 5.7, foi calculado o custo de investimento do duto. A Tabela 5.8 a seguir resume os custos calculados deste gasoduto, separados por tipo de custos.

Tabela 5.8. Cálculo do CAPEX do gasoduto de escoamento da rota SEAL-B

Descrição	R\$ mi	
Custos Diretos		
Tubulação	268,17	9 %
Componentes	474,26	16 %
Construção, montagem e lançamento	761,44	24 %
Comissionamento	14,40	1 %
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	151,83	5 %
BDI - Benefícios e Despesas Indiretas	316,50	11 %
Impostos	316,67	11 %
Contingências	690,98	23 %
INVESTIMENTO TOTAL (valor de referência, com contingências, data-base jun/19)	2.994,24	100%

Fonte: Elaboração EPE.

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

Conforme mostrado na Tabela 5.8, o custo de investimento do gasoduto de escoamento da rota SEAL-B, de 96 km de extensão e 24 polegadas de diâmetro, nas condições definidas, seria de R\$ 2.994 milhões. Já a UPGN indicativa no Porto de Sergipe relacionada à rota SEAL-B, com capacidade de processamento de 20 milhões de m³/d de gás úmido proveniente do Pós-sal da Bacia SEAL, teria um custo de investimento de R\$ 3.500 milhões.

6 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Conforme apresentado ao longo do estudo, foram mapeados 11 projetos indicativos de gasodutos de escoamento conectados a UPGNs, sendo 7 deles baseados em volumes de gás natural provenientes do pré-sal e 4 baseados em volumes de gás natural provenientes do Pós-Sal. Estes projetos são apresentados na Tabela 6.1, junto a suas extensões, diâmetros, vazões e valores de CAPEX estimados.

Tabela 6.1. Resumo das características dos projetos estudados

Projeto	Extensão (km)	Diâmetro (pol)	Vazão (MMm ³ /d)	CAPEX do gasoduto de escoamento (R\$ milhões)	CAPEX da UPGN (R\$ milhões)
Projetos do pré-sal					
Rota 4a	291	24	20	4.547	3.500
Rota 4b	299	24	20	4.851	3.500
Rota 5a	199	16	12	3.448	2.600
Rota 5b	200	16	12	3.405	2.600
Rota 5c	421	18	12	5.213	2.600
Rota 6a	119	14	12	2.526	2.600
Rota 6b	118	14	12	2.490	2.600
Projetos do pós-sal					
Rota ES-Mucuri A	155	14	12	3.128	2.600
Rota ES-Mucuri B	157	14	12	3.113	2.600
Rota SEAL A	106	24	20	3.132	3.500
Rota SEAL B	96	24	20	2.994	3.500

Fonte: Elaboração EPE.

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

Todos os projetos elencados no estudo foram estudados de forma indicativa, como alternativas potenciais para o aumento da capacidade de escoamento de gás natural *offshore* no País, e sua implementação futura dependerá do equacionamento de diversos fatores por parte dos agentes interessados em cada empreendimento, como: a declaração de comercialidade dos projetos citados no estudo; a assinatura de contratos de escoamento e processamento junto a empreendedores com projetos próximos ou na área de influência dos gasodutos de escoamento estudados; o detalhamento dos projetos frente às normas cabíveis; a realização de simulações com maior nível de detalhe (principalmente no que toca a vazões, pressões e diâmetros) e para diversos conjuntos de condicionantes, incluindo análise de risco; o detalhamento dos estudos socioambientais e de engenharia; entre outros.

No que toca à amortização dos investimentos, esta pode se dar na forma de um valor adicionado ao gás natural para disponibilização no litoral após escoamento e processamento, ou na forma de uma tarifa para o serviço de escoamento e processamento, a ser paga pelos empreendedores que utilizarem cada infraestrutura.

A empresa ou consórcio responsáveis por construir e operar cada projeto podem vir a ser agentes que também atuam no segmento *upstream*, bem como sociedades de propósito específico constituídas por estes agentes. Alternativamente, os projetos podem ser construídos e operados por empresas com atuação exclusivamente no setor de *midstream*, que irão disponibilizar aos agentes um cronograma de capacidades ociosas e um manual de condições para acesso, reservar estas capacidades de acordo com as necessidades de cada agente, e cobrar pelos serviços de escoamento e processamento.

Finalmente, observa-se que as alternativas estudadas podem se viabilizar de forma individual ou conjunta, sendo que a viabilização de cada uma delas irá requerer um novo estudo de viabilidade em relação às próximas alternativas a serem implementadas, uma vez que algumas delas podem ser excludentes. Além disso, novos gasodutos podem ser viabilizados aproveitando a proximidade com projetos já construídos, o que pode representar uma redução nos impactos socioambientais do projeto, bem como reduções de custo devido a economias de escala e escopo nos pontos de chegada do gás natural, onde ficarão localizadas as UPGNs.

7 CONCLUSÕES

A existência de capacidade disponível de escoamento de gás natural dos campos *offshore* em diversas Bacias para o litoral do Brasil, assim como da capacidade de processamento, tem sido apontada como um fator primordial para permitir a monetização dos volumes adicionais de gás natural que serão produzidos nas próximas décadas. Esta capacidade disponível pode estar relacionada ao acesso de terceiros às instalações já existentes que não estiverem sendo utilizadas em sua total capacidade, mas também (e em alguns casos necessariamente) à implantação de novos projetos de escoamento e processamento, tanto nas regiões do pré-sal quanto nas do pós-sal.

Neste sentido, foram mapeados a nível de estudos indicativos 11 projetos de gasodutos de escoamento conectados a UPGNs, totalizando cerca de 2.100 km de extensão. Estes projetos podem vir a acrescentar mais de 70 MMm³/dia de capacidade de escoamento em ambiente *offshore* no País, além de UPGNs com capacidade total de processamento de gás natural de mais de 70 milhões de m³/d, correspondendo a cerca de 70% da capacidade atualmente instalada (MME, 2019).

Os investimentos referentes aos projetos estudados totalizam cerca de R\$ 40 bilhões, em 4 Estados brasileiros: RJ, SP, ES e SE. Porém, os investimentos a serem efetivamente realizados dependerão da escolha do traçado a ser construído dentre as opções mapeadas para cada projeto. Em termos de empregos diretos, estes projetos têm o potencial de gerar cerca de 8 mil postos de trabalho na fase de construção e 6 mil empregos firmes na fase de operação; já no que concerne à arrecadação adicional de *royalties* referentes ao gás natural, esta foi estimada em cerca de R\$ 2 bilhões por ano no total (FGV, 2019). Cabe ressaltar que estas estimativas são simplificadas e referem-se a projetos com capacidade de escoamento e processamento de 12 a 20 MMm³/d, devendo ser melhor detalhados uma vez que sejam definidos os condicionantes e parâmetros dos projetos que serão executados.

Por fim, como observado anteriormente, deve ser ressaltado que a implementação de novos gasodutos de escoamento e de novas UPGNs dependerá das decisões estratégicas dos produtores de gás natural quanto à monetização dos volumes produzidos. Alternativamente ou de forma complementar ao escoamento e ao processamento, estes volumes podem vir a ser injetados para aprimorar a recuperação do óleo (até os limites aceitáveis de injeção devido à estabilidade dos reservatórios e ao regime ótimo de recuperação de líquidos), liquefeitos no mar e monetizados via GNL (tecnologia FLNG), convertidos em produtos líquidos para monetização via GTL (tecnologia FGTL), entre outras opções. Além disso, diversos produtores podem negociar a construção de infraestruturas conjuntas para aproveitar economias de escala, ou empresas independentes podem construir tais infraestruturas e vender serviços de escoamento e/ou processamento aos produtores.

8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BRASIL, (2019). Programa para o gás natural é apresentado por ministro ao Senado. Disponível em: <<https://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2019/06/25/programa-para-o-gas-natural-e-apresentado-por-ministro-ao-senado>>. Acesso em setembro de 2019.

CDRJ. Companhia Docas do Rio de Janeiro, (2019). Plano de desenvolvimento e zoneamento portuário Porto de Itaguaí. Disponível em: <https://www.infraestrutura.gov.br/images/SNP/planejamento_portuario/pdz/pdz13.pdf>. Acesso em setembro de 2019.

CHN - Centro de Hidrografia da Marinha, (2018). Cartas da Costa Brasileira, Proximidade do Porto de Santos - 31 de outubro de 2018. Disponível em: <<https://www.marinha.mil.br/chm/dados-do-segnav-cartas-raster/proximidade-do-porto-de-santos>>. Acesso em maio de 2019.

COSAN, (2015). Apresentação do Projeto Rota 4 à Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados - Agosto de 2015. Disponível em: <<https://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/comissoes/comissoes-permanentes/cme/audiencias-publicas/2015/13-08-2015-rota4/MME%20Jose%20Carlos%20Broisler.pdf>>. Acesso em maio de 2019.

DIAS, Gilberto T. M., (2015). Tipos de Depósitos de Algas Calcárias na Plataforma Continental Brasileira. Disponível em: <<https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2015/10/Mesa2-Apresenta%C3%A7%C3%A3o-Gilberto-Dias.pdf>>. Acesso em maio de 2019.

DNV GL, (2017). DNVGL-ST-101: Submarine pipeline systems. Edition October 2017. Disponível em: <<http://anselmedi.altervista.org/portale/sites/default/files/dati/specifiche/DNVGL-ST-F101.pdf>>. Acesso em outubro de 2019

EPBR, (2018). Sergipe ganhará gasoduto de 128 km para escoar gás natural produzido em águas profundas. Notícia publicada no dia 30 de outubro de 2018. Disponível em: <<https://epbr.com.br/sergipe-ganhara-gasoduto-de-128-km-para-escoar-gas-natural-produzido-em-aguas-profundas/>>. Acesso em maio de 2019.

EPBR, (2019). Chevron anuncia acordo US\$ 33 bilhões para comprar Anadarko. Notícia publicada no dia 12 de abril de 2019. Disponível em: <<https://epbr.com.br/chevron-compra-anadarko-por-us-33-bilhoes-e-vira-socia-de-whao-e-itaipu/>>. Acesso em maio de 2019.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética, (2018a). Compilação de correlações de custos de equipamentos. Instalações industriais de gás natural. Disponível em:

<<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-315/EPE,%202018%20-%20Compilação%20de%20Correlações%20de%20Custo%20de%20Equipamentos.pdf>>. Acesso em agosto de 2019.

_____. _____. (2018b). Plano Decenal de Expansão de Energia 2027. Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2027>>. Acesso em maio de 2019.

_____. _____. (2019). Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural - PIPE. In: RIO PIPELINE 2019, Rio de Janeiro, Fórum 5: Infraestrutura para exportação de gás natural offshore. Disponível em: < <http://www.epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/Documents/PIPE%20Apresenta%C3%A7%C3%A3o.pdf>>. Acesso em setembro de 2019.

ESBRASIL, (2018). Porto da Imetame inicia obras no segundo semestre. Disponível em: <<https://esbrasil.com.br/porto-da-imetame/>>. Acesso em setembro de 2019.

FGV. Fundação Getúlio Vargas, (2019). Caderno Opinião, agosto de 2019 - O Novo Mercado de Gás Natural: Opiniões de Especialistas, Perspectivas e Desafios para o Brasil. Disponível em: <https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/caderno_opinio_-_agosto_-_web_versao_final.pdf>. Acesso em novembro de 2019.

GASNET, (2012). Petrobras dá a partida no gasoduto Sul-Norte Capixaba, capaz de transportar até 6 milhões de m³/dia. Notícia da Brasil Energia publicada em 4 de dezembro de 2012. Disponível em: < <http://www.gasnet.com.br/conteudo/14834>>. Acesso em maio de 2019.

_____. _____. (2018). Comgás implantará Terminal de Cubatão. Notícia da Tribuna de Santos publicada em 24 de outubro de 2018. Disponível em: < <http://www.gasnet.com.br/conteudo/20175/Comgas-implantara-Terminal-de-Cubatao> >. Acesso em junho de 2019.

GAZETA ONLINE, (2019). Com sinal verde para construir, Porto da Imetame vai criar 1.750 empregos. Notícia publicada no dia 19 de abril de 2018. Disponível em: <<https://www.gazetaonline.com.br/noticias/economia/2018/04/com-sinal-verde-para-construir-porto-da-imetame-vai-criar-1-750-empregos-1014127814.html>>. Acesso em maio de 2019.

IBAMA - Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, (2019). Sistema de Escoamento e Tratamento de Gás Natural do Polo Pré Sal da Bacia de Santos. Processo nº: 02001.006093/2014-13. Disponível em: <https://servicos.ibama.gov.br/licenciamento/consulta_empresendimentos.php>. Acesso em maio de 2019.

IMETAME, (2019). Apresentação do projeto do porto Imetame Logística realizada na EPE. Acesso em maio de 2019.

MACHADO, G. et al., (2018). Doutrina de Infraestruturas Essenciais e o Acesso de Terceiros a Gasodutos de Escoamento, Unidades de Processamento e Terminais de GNL. In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE 2018, Rio de Janeiro. Trabalhos Técnicos ISSN 2525-7560. Bloco III - Gás e Energia. Rio de Janeiro: IBP. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/rog2018-trabalhos-tecnicos/>. Acesso em outubro de 2018

MI. MINISTÉRIO DA INFRAESTRUTURA, (2019). Plano Mestre Complexo Portuário de Itaguaí. Disponível em: http://www.infraestrutura.gov.br/images/SNP/planejamento_portuario/planos_mestres/versao_preliminar/vp13.pdf >. Acesso em setembro de 2019.

MME. Ministério de Minas e Energia, (2019). Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, agosto 2019.

OITI. Oiti Consultoria Ambiental, (2018). Relatório de Impacto Ambiental do Projeto Terminal de Macaé (TEPOR). Disponível em: <http://www.inea.rj.gov.br/cs/groups/public/documents/document/bmvh/mtk5/-e disp/inea199970.pdf>>. Acesso em setembro de 2019.

PETROBRAS, (2014). Estudo de Impacto Ambiental Gasoduto Rota 3.

PETROBRAS, (2019). Petrobras e CADE assinam Termo de Compromisso de Cessação para o mercado de gás natural. Disponível em: https://www.investidorpetrobras.com.br/ptb/15136/9512_699371.pdf>. Acesso em: 23 ago. 2019.

PETRONOTÍCIAS, (2011). Petrobrás Encontra Petróleo em Águas Profundas no Sergipe. Notícia publicada no dia 21 de setembro de 2011. Disponível em: <https://petronoticias.com.br/archives/2348>>. Acesso em maio de 2019.

PORTO CENTRAL, (2019). Site do Porto Central. Disponível em: <http://www.portocentral.com.br/pb/o-projeto/>>. Acesso em maio de 2019.

PORTO DO AÇU, (2019). Site do Porto do Açú. Disponível em: <https://portodoacu.com.br/negocio/hub-de-gas/>>. Acesso em maio de 2019.

SEPETIBA TECON, (2019). Modelo de Negócio 2020/2040.

UFS - Universidade Federal do Sergipe, (2015). Fundo do mar de Sergipe apresenta quatro grandes recifes submersos. Notícia publicada no dia 1 de abril de 2015. Disponível em: <http://www.ufs.br/conteudo/16447-fundo-do-mar-de-sergipe-aprese>>. Acesso em maio de 2019.