

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
ESCOLA DE QUÍMICA

Jean Eduardo Ferreira Caldas Rodrigues

Marcello Campos de Azevedo



ESTUDO DE CASO E DE VIABILIDADE TÉCNICO-
ECONÔMICA DE PROJETO DO GASODUTO OFFSHORE
ROTA 4B

RIO DE JANEIRO

2024

Jean Eduardo Ferreira Caldas Rodrigues

Marcello Campos de Azevedo

Estudo de Caso e de Viabilidade Técnico-Econômica de Projeto do Gasoduto offshore Rota

4b

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Escola de Química da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Engenheiro Químico.

Orientador(es): Luís Eduardo Duque Dutra

Rio de Janeiro

2024

CIP - CATALOGAÇÃO NA PUBLICAÇÃO

A994e AZEVEDO, MARCELLO CAMPOS DE
Estudo de Caso e de Viabilidade Técnico-Econômica
de Projeto do Gasoduto offshore Rota 4b / MARCELLO
CAMPOS DE AZEVEDO. -- Rio de Janeiro, 2024.
49 f.

Orientador: LUÍS EDUARDO DUQUE DUTRA.
Trabalho de conclusão de curso (graduação) -
Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de
Química, Bacharel em Engenharia Química, 2024.

1. Estudo de viabilidade econômica. 2. Estudo
mercadológico. 3. Estudo de caso. I. DUTRA, LUÍS
EDUARDO DUQUE, orient. II. Título.

Jean Eduardo Ferreira Caldas Rodrigues
Marcello Campos de Azevedo

ESTUDO DE CASO E DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DE PROJETO DO
GASODUTO OFFSHORE ROTA 4B

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Escola de Química da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Engenheiro Químico.

Aprovado em 19 de julho de 2024.

Luís Eduardo Duque Dutra, D. Sc., UFRJ

Carlos Alberto da Silva Lopes, B. Sc., UERJ

José Eduardo Pessoa de Andrade, M. Sc., UFRJ

Rio de Janeiro
2024

Jean Eduardo Ferreira Caldas Rodrigues

Dedico este trabalho, primeiramente, a Deus, que me auxiliou em todos os momentos durante minha trajetória. Sem Ele, este trabalho nunca teria sido escrito. Em segundo lugar, dedico este trabalho à minha esposa e à minha família, que me auxiliaram e fizeram tudo o que podiam para me ajudar. Além disso, dedico este trabalho a todos que, embora o início da jornada possa não ser o mais favorável, tenham certeza de que, com Deus à frente e muita perseverança, você alcançará a vitória.

AGRADECIMENTOS
JEAN EDUARDO FERREIRA CALDAS RODRIGUES

Quero, primeiramente, agradecer a Deus por ser aquele que me sustentou em todos os momentos até aqui, por ter aberto as portas para mim e, principalmente, por ter me transformado e preparado toda a minha vida para que eu pudesse chegar a este ponto.

Agradeço à minha esposa, Letícia, por ser uma companheira fiel. Sem todo o carinho e incentivo que recebi, não teria conseguido chegar até aqui. Além de Deus, você tem sido meu porto seguro durante os momentos de crise. Sou muito grato a Deus por ter você em minha vida.

Agradeço aos meus pais por todo o esforço e todos os sacrifícios feitos para que seu filho pudesse completar uma faculdade pública. Sou extremamente grato por tudo que já fizeram para me auxiliar em minha jornada até aqui.

Agradeço ao Marcello, meu amigo de longa data, que se dispôs a fazer este trabalho em conjunto comigo. Muito obrigado por toda a dedicação ao trabalho e também pela amizade ao longo dessa jornada de 10 anos.

Agradeço ao meu orientador pela disponibilidade e pelo direcionamento ao longo deste trabalho. Vi uma dedicação e interesse em ajudar que poucos têm. Sou muito grato por tudo que aprendi com o senhor durante este projeto.

Agradeço a cada um dos amigos e colegas que participaram da minha jornada até aqui. Todos são responsáveis pelo homem que sou hoje e pela maturidade que adquiri.

Mais uma vez, quero agradecer muito a cada um. Vocês são muito importantes para mim.

Marcello Campos de Azevedo

Dedico este trabalho aos meus familiares e à Escola de Química, por todo o auxílio prestado e
momentos partilhados.

AGRADECIMENTOS
MARCELLO CAMPOS DE AZEVEDO

Diversas são as pessoas a quem gostaria de agradecer pela passagem marcante que tiveram em minha vida no decorrer do curso e que, sem dúvidas, foram de suma importância para a confecção deste trabalho.

Gostaria de agradecer ao meu colaborador e amigo do peito, Jean Eduardo, pela parceria na elaboração do trabalho e durante toda a jornada, seja acadêmica ou de vida. Agradeço também ao nosso orientador, Dutra, pelos puxões de orelha, pela sinceridade, assertividade e leveza com que nos conduziu nesta última atividade. Foi gratificante demais partilhar este tempo com vocês.

Agradeço a todo o suporte oferecido pela minha família, com destaque especial para meus pais, Marco e Angenila; para meu irmão, Rafael; e para minha cunhada, Joana. O incentivo que me deram nesta reta final foi imprescindível para o meu caminhar: vocês são tudo para mim.

Agradeço também a todos os amigos e colegas com quem convivi durante estes últimos seis anos. Alguns partilharam de maior minutagem, outros de menor, mas todos vocês, que participam da minha vida, são parte essencial dela.

RESUMO

RODRIGUES, Jean Eduardo Ferreira Caldas; AZEVEDO, Marcello de Campos. **Estudo de Caso e de Viabilidade Técnico-Econômica do Projeto de Gasoduto Rota 4b.** Rio de Janeiro, 2024. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Química) - Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2024.

O setor de óleo e gás natural (O&G) assume cada vez maior relevância no Brasil, respondendo atualmente por 35,1% da oferta de energia interna na forma de petróleo e 9,6% na forma de gás natural. Essa importância se intensificou a partir da descoberta de jazidas exploráveis no pré-sal em 2007, abrindo um leque de oportunidades. Aliado à necessidade global de transição energética em face das mudanças climáticas e ambientais causadas pelas emissões de gases poluentes, observa-se um forte movimento para o aumento dos investimentos na produção de gás natural no país, intensificado após a sanção da Lei 14.134 – conhecida como “Nova Lei do Gás” – em abril de 2021. Nesse contexto, este trabalho de conclusão de curso tem como objeto de estudo a viabilidade técnico-econômica do gasoduto de escoamento Rota 4b. O projeto, ainda em fase de estudo, prevê o direcionamento do gás produzido nos campos de Bacalhau e Bacalhau Norte para as proximidades do porto de Itaguaí, no litoral fluminense. A operação do campo estará sob responsabilidade da Equinor, com a participação da ExxonMobil, Petrogal e PPSA (Gestora do contrato de partilha). O estudo busca estimar a faixa de tarifa de escoamento a ser praticada e identificar as variáveis-chave que impactam na viabilidade do projeto por meio da análise da sensibilidade. Por fim, identificam-se o alto valor do investimento e a necessidade de se ter maior transparência no que trata a movimentação do gás natural no Brasil.

Palavras-chave: campo de Bacalhau; Rota 4b; gasodutos; estudo de viabilidade técnico-econômica; EVTE; escoamento de gás.

ABSTRACT

RODRIGUES, Jean Eduardo Ferreira Caldas; AZEVEDO, Marcello de Campos. **Estudo de Caso e de Viabilidade Técnico-Econômica do Projeto de Gasoduto Rota 4b.** Rio de Janeiro, 2024. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Química) - Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2024.

The oil and natural gas (O&G) sector is becoming increasingly relevant in Brazil, currently accounting for 35.1% of the internal energy supply in the form of oil and 9.6% in the form of natural gas. This importance has intensified since the discovery of exploitable reserves in the pre-salt layer in 2007, opening up a range of opportunities. Coupled with the global need for an energy transition in light of climate and environmental changes caused by pollutant gas emissions, there has been a strong movement towards increasing investments in natural gas production in the country, which intensified after the enactment of Law 14,134 – known as the “New Gas Law” – in April 2021. In this context, this undergraduate thesis (TCC) focuses on the technical and economic feasibility of the Rota 4b pipeline. The project, still in the study phase, plans to direct the gas produced in the Bacalhau and Bacalhau Norte fields to the vicinity of the port of Itaguaí, on the coast of Rio de Janeiro. The field's operation will be under the responsibility of Equinor, with the participation of ExxonMobil, Petrogal, and PPSA (the management entity of the production-sharing contract). This study aims to estimate the range of transportation tariffs to be practiced and to identify the key variables that impact the project's feasibility through sensitivity analysis. Finally, the high investment value and the need for greater transparency in the handling of natural gas in Brazil are identified.

Keywords: Bacalhau field; Route 4b; pipelines; technical-economic feasibility study; gas evacuation.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

- Figura 2.1.1 – Batimetria detalhada do Campo de Bacalhau indicando a previsão dos poços e as rotas das linhas de injeção (água e gás) e produção.
- Figura 2.1.2 – Localização do Campo de Bacalhau.
- Figura 2.1.3 – Alternativa de escoamento e processamento para a rota 4a.
- Figura 2.1.4 – Alternativa de escoamento e processamento para a rota 4b.
- Figura 2.2.2.2.1 – Representação genérica do fluxo de caixa ao longo dos períodos.
- Figura 4.1.1.1 – Curva de Produção esperada no campo de Bacalhau.
- Figura 4.4.1.1 – Gráfico de tornado para visualização do impacto das variáveis-chave no VPL após uma variação de $\pm 10\%$.
- Figura 4.4.2.1 – Gráfico de tornado para visualização do impacto das variáveis-chave no VPL após uma variação de $\pm 25\%$.
- Figura 4.5.1 – Preço total gás natural no Brasil e Internacional (US\$/MMBtu).

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1.3.1 – Valores corrigidos de CAPEX.

Tabela 4.3.1 – Demonstrativo de Resultado de Exercício Padrão.

Tabela 4.3.2 – Fluxo de Caixa Padrão.

Tabela 4.3.3 – Indicadores econômicos e financeiros para o cenário base adotado.

Tabela 4.4.1.1 – Tabela com alteração de $\pm 10\%$ nas variáveis-chave.

Tabela 4.4.1.2 – Tabela com valor calculado de VPL após alteração das variáveis.

Tabela 4.4.2.1 – Tabela com alteração de $\pm 25\%$ nas variáveis-chave.

Tabela 4.4.2.2 – Tabela com valor calculado de VPL após alteração de $\pm 25\%$ nas variáveis.

Tabela 4.5.1 – Custo da molécula de gás natural a partir do valor de escoamento calculado.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CAPEX	Custo de Capital
OPEX	Custo Operacional
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
IBP	Instituto Brasileiro de Petróleo
IEA	Agência Internacional de Energia
O&G	Óleo e Gás
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
RGO	Razão gás/óleo
PPSA	Pré-Sal Petróleo S.A
FPSO	<i>Floating Production Storage and Offloading</i>
ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis
PIPE	Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural
VPL	Valor presente líquido
CO ₂	Dióxido de Carbono
IRPJ	Imposto de Renda da Pessoa Jurídica
CSLL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
DRE	Demonstrativo de Resultado de Exercício
LAJIR	Lucro antes de Juros e Impostos
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
UPGN	Unidade de Processamento de Gás Natural
EUA	Estados Unidos da América
Km	Quilômetros
MM	Milhões

LISTA DE SÍMBOLOS

M	Montante
C	Capital Inicial
J	Juros
i	Taxa de juros
n	Número de período sob a taxa i
VPL	Valor Presente Líquido
J	Índice do período
n	Período de avaliação do projeto
k	Índice de períodos de desconto
PV	Valor presente

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	16
1.1 MOTIVAÇÃO	16
1.2 OBJETIVO	17
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	17
2.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO ESTUDO DE CASO.....	17
2.2 CONCEITOS DE MATEMÁTICA FINANCEIRA E INVESTIMENTOS	26
2.2.1 Matemática Financeira	26
2.2.1.1 Juros e taxa de juros.....	26
2.2.1.2 A Capitalização pelo Juro Composto	27
2.2.2 A avaliação de investimentos: conceitos básicos	28
2.2.2.1 Fluxo de Caixa.....	28
2.2.2.2 Valor Presente Líquido (VPL) de um fluxo de caixa	28
2.2.2.3 Taxa Interna de Retorno (TIR)	30
2.2.2.4 Prazo de retorno do investimento (<i>Payback</i>).....	30
2.2.2.5 Despesa de Capital e Custo Operacional	31
2.2.2.6 Capital de Giro.....	32
2.2.2.7 Despesas gerais e administrativas.....	32
2.2.2.8 Tributação.....	32
3 METODOLOGIA.....	32
4 RESULTADOS	34
4.1 COLETA DE DADOS	34
4.1.1 Características do Campo e Gasoduto.....	34
4.1.2 Impostos.....	36
4.1.3 Despesa de Capital.....	36
4.1.4 Custos Operacionais.....	38
4.1.5 Capital de Giro.....	39
4.2 ESTABELECIMENTO DE PREMISSAS	39
4.2.1 Tempo de Construção	39
4.2.2 Tempo de Operação.....	40
4.2.3 Taxa de Desconto	40
4.2.4 Despesas gerais e administrativas	40
4.2.5 Fundo de Abandono	41

4.3 CONSTRUÇÃO DO DEMONSTRATIVO DE RESULTADO DE EXERCÍCIO E DO FLUXO DE CAIXA	41
4.4 ANÁLISE DA SENSIBILIDADE	45
4.4.1 Variação de ± 10% nas variáveis-chave.....	45
4.4.2 Variação de ± 25% nas variáveis-chave.....	47
4.5 FORMAÇÃO DOS CUSTOS DE PRODUÇÃO, ESOCAMENTO E TRATAMENTO DO CAMPO	50
5 CONCLUSÕES.....	53
6 REFERÊNCIAS.....	56
APÊNDICE A – DEMONSTRATIVO DE RESULTADO DE EXERCÍCIO DO PROJETO	60
APÊNDICE B – FLUXO DE CAIXA DO PROJETO	62

1 INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO

No Brasil, a indústria de óleo e gás natural (O&G) vem ganhando cada vez mais relevância. Atualmente, o petróleo é responsável por 35,1% e o gás natural por 9,6% da oferta de energia interna nacional (EPE, 2024). Os investimentos cresceram ao longo dos anos e é previsto um aporte de 180 bilhões de reais entre 2022 e 2031 (IBP, 2024). A descoberta de jazidas com grandes volumes de hidrocarbonetos no pré-sal, em 2007, abriu uma gama inesperada de oportunidades, principalmente quanto à posição de exportador de petróleo bruto.

Considerando que a demanda por petróleo e gás natural ainda será importante no futuro próximo e que, no momento, existem projeções e expectativas de aumento dessa demanda, o aproveitamento do gás natural associado ao petróleo dessas jazidas surge como uma questão crucial. Além disso, o desenvolvimento do setor industrial está estreitamente ligado à capacidade de fornecimento de energia e ao preço pelo qual esta é oferecida aos consumidores, especialmente quando esses clientes são empresas, pois esse preço afeta diretamente os custos de produção.

O gás natural é reconhecido como um combustível com menor coeficiente de emissão de CO₂ quando comparado a outras fontes fósseis. Seu menor custo ambiental, climático e socioeconômico (este último por fornecer GLP utilizado para cocção de alimentos e aquecimento de água em residências) desperta especial interesse no setor energético. Por exemplo, suas emissões são 44% menores que as do carvão e 27% menores que as do diesel (TEIXEIRA *et al*, 2021). Todavia, é uma fonte com menor densidade energética quando comparada, principalmente, aos derivados do petróleo, como a gasolina, o óleo combustível e o óleo diesel (TEIXEIRA *et al*, 2021).

Quanto à disponibilidade no Brasil, apesar da descoberta e abundância nas novas reservas, observa-se o aumento contínuo da reinjeção do gás nos campos de produção, utilizando-o como insumo para aumentar a pressão da jazida e, portanto, a vazão dos poços (EPE, 2023a). Assim, embora abundante, o gás não foi prioridade até agora, o que resultou em um crescimento limitado da produção.

Hoje, a transição energética global se mostra uma necessidade urgente. É importante destacar que, nesse contexto, o Brasil possui algumas vantagens comparativas, como a alta participação de fontes renováveis já presentes em sua matriz energética (IBP, 2024).

Em abril de 2021, foi sancionada a Lei 14.134, conhecida como “Nova Lei do Gás”, que pretende dar continuidade à abertura do mercado de gás natural. A intenção é aumentar o número de empresas participantes por meio da desverticalização do setor (que se seguiu à quebra do monopólio estatal com a reforma constitucional de 1998).

Não por acaso, portanto, entre os temas de interesse, coloca-se a viabilidade da implementação de gasodutos marinhos distantes da costa e em águas ultraprofundas. Trata-se de uma questão central para o futuro da oferta de energia na região Sudeste do Brasil.

1.2 OBJETIVO

O objetivo é estudar a viabilidade técnico-econômica da construção de um gasoduto offshore para escoar o gás natural associado ao petróleo, sendo ele produzido nas jazidas do pré-sal. Mais especificamente, procura-se destacar quais variáveis são críticas para a realização do investimento e, assim, entender as razões que levam ao não aproveitamento de todo o potencial desse recurso energético.

Como estudo de caso, foi analisado o gasoduto denominado Rota 4b, que ainda está em fase de estudo de projeto e deverá ligar os campos de Bacalhau e Bacalhau Norte ao litoral da região Sudeste. Este é um dos projetos de aproveitamento das jazidas do pré-sal atualmente em discussão. Como será visto, ele é caracterizado por uma alta vazão de escoamento e por considerável distância da costa.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO ESTUDO DE CASO

Devido à elevada importância do petróleo e do gás no mundo, os hidrocarbonetos são commodities de natureza especial. Seu preço e sua venda são sensíveis não apenas a fatores econômicos, mas também a fatores geopolíticos. Historicamente, o preço tem um comportamento marcadamente cíclico e volátil (DUTRA, 2019).

O Brasil ganhou importância na indústria de óleo e gás no século XXI. O país é o 9º maior produtor de petróleo no mundo, o 8º maior consumidor e possui o 9º maior parque de refino (IBP, 2024). A descoberta de petróleo e gás, abaixo de uma espessa camada de sal, em 2007, mudou completamente a situação do Brasil na geopolítica da energia. O país se posiciona, hoje, como um grande produtor e exportador de petróleo bruto. Em decorrência disso e por outro lado, observa-se uma dependência cada vez maior do país em relação às receitas provenientes dessa exportação.

O expressivo crescimento do setor de óleo e gás no Brasil se refletiu na sua participação na riqueza nacional. Em 2019, portanto, pouco antes da pandemia, ele representava 10% do PIB industrial, segundo a Confederação Nacional da Indústria. Tudo indica que a tendência é continuar a crescer, pois estão previstos investimentos de cerca de 180 bilhões de reais em exploração e produção entre 2022 e 2031 (IBP, 2024).

Em 2022, a produção foi de aproximadamente 3,9 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boe/d, que conta óleo e gás) e, desse montante, as refinarias processaram cerca de 1,8 milhão de barris por dia para abastecer o consumo do país (IBP, 2024). As projeções da EPE (Empresa de Pesquisa Energética) indicam uma produção de 5,2 milhões de boe/d em 2031, representando um crescimento de 33% em relação à produção do ano de 2022 (EPE, 2022a).

Movido pela necessidade de reduzir as emissões de gases de efeito estufa devido às alterações climáticas, o processo de transição energética em direção a uma economia descarbonizada pode ser visto como uma oportunidade para profundas mudanças na matriz energética e, até aqui, parece não impedir o aumento da produção de O & G em uma das maiores províncias petrolíferas descobertas no século XXI.

O Brasil apresenta, nesse contexto, uma posição favorável: não somente, existe alta participação de fontes renováveis em sua matriz energética, mas também, quanto ao petróleo recentemente descoberto, ele possui um nível de emissões de CO₂ relativamente baixo em comparação com o petróleo produzido nos demais países exportadores (IBP, 2024).

Em 2019, o nível de emissões da produção total de petróleo apresentava uma intensidade média de 16,9 kgCO₂ por barril de óleo equivalente, abaixo da média global de 20,4 kgCO₂ por barril de óleo equivalente para aquele ano (IBP, 2022). Ao analisar apenas a produção realizada pelos campos operados pela Petrobras, responsável por 87,74% da produção brasileira e 98,01% da produção do pré-sal, observamos um cenário ainda mais favorável (ANP, 2024). Em 2024, a intensidade de emissões da Petrobras atingiu 14,2 kgCO₂ por barril de óleo equivalente, sendo fortemente influenciada pela produção nos campos do pré-sal. Entre eles, destacam-se os campos de Tupi e Búzios, que representaram cerca de 50% da produção total da petroleira em 2023 e tiveram uma intensidade de emissão média de 9,9 e 10,2 kgCO₂ por barril de óleo equivalente, respectivamente (Petrobras, 2024).

Além disso, acerca da alta participação de fontes renováveis em sua matriz energética, alguns números mostram a vantagem do país: em 2023, 49% da matriz energética do país era composta por energias renováveis, um valor muito superior à média mundial de 14,7% em 2021 (EPE, 2024). Considerando apenas a matriz elétrica, essa participação aumentou para 89,2%,

enquanto, mundialmente, era de apenas 28,7% (EPE, 2024). A riqueza e a diversidade de fontes de energia no Brasil fortalecem a posição de destaque do país na temática ambiental.

Por se tratar de uma mudança estrutural, a transição energética ocorrerá no longo prazo. Deste modo, o petróleo e o gás natural permanecerão indispensáveis à oferta de energia e ao bem-estar da sociedade ainda por algum tempo. Segundo as projeções da Agência Internacional de Energia, o pico da demanda mundial por petróleo ocorrerá antes de 2030, retraindo-se até 2050 (IEA, 2023). Naquele ano, a produção mundial de petróleo será pouco menos de 60 milhões de barris por dia em um cenário positivo para o clima. Economias em desenvolvimento e mercados emergentes têm previsão de aumento de demanda durante todo o período. O que parece evidente é que o futuro não dispensará o petróleo e o gás de forma absoluta.

Ainda assim, para responder ao desafio global de reduzir as emissões, as empresas de O&G tem diversificado seus investimentos. A estratégia busca novas tecnologias de baixo carbono, medidas para reduzir as emissões associadas às suas operações e a extração de petróleo com menor intensidade em carbono (IBP, 2024).

O Brasil possui enorme potencial para produzir muito mais e, assim, aumentar a participação do gás natural em sua matriz energética. Para tanto, necessita criar um mercado amplo o suficiente para viabilizar os elevados investimentos (IBP, 2024). De acordo com as estimativas do Plano Decenal de Energia 2031 da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a produção de gás natural pode alcançar a marca de 134 milhões de m³/dia em 2032, um aumento de mais de 160% em relação à produção realizada em 2022 (EPE, 2022a).

As expectativas mais otimistas surgiram com a publicação da Lei 14.134/2021, a Nova Lei do Gás e a continuidade da alienação dos ativos da Petrobras referentes ao transporte e à distribuição do gás natural. Foi a ocasião para o ingresso de novos *players* no setor que antes era integralmente controlado pela estatal. A proposta do governo anterior era que, com a entrada de novos agentes compartilhando a infraestrutura de transporte, ter-se-ia um setor com mais competição. Ocorreu, porém, que a desverticalização do setor e a criação de monopólios regionais reduziu ainda mais a transparência dos custos, já muito precária anteriormente.

Quanto à produção, na região Sudeste, o aumento da oferta de gás natural disponível para consumo fora dos campos de petróleo está limitado ao que virá com o início da operação do gasoduto “Rota 3”, que deve acontecer até 2025. Além dele, no polígono do pré-sal, existem mais dois projetos: o desenvolvimento do campo de Raia Manta e Raia Pintada na bacia de Campos e o desenvolvimento dos campos de Bacalhau e Bacalhau Norte. Esse gás não chegará à costa antes de 2028, no melhor dos casos (IBP, 2024).

As jazidas do pré-sal possuem algumas características que as fazem bastante atrativas: a alta produtividade dos reservatórios, a produção de gás associado, e uma razão gás/óleo (RGO) elevada. Em 2022, o pré-sal foi responsável pela produção de 80% do gás natural brasileiro, sendo que 90% dele foi constituído de gás associado ao petróleo (EPE, 2023a).

Vale ressaltar que a prioridade do aproveitamento do gás natural é sua reinjeção como mecanismo para a manutenção da pressão do reservatório e, assim, aumentar a produção de petróleo. Ademais, em algumas jazidas, em decorrência dos altos teores de CO₂ apresentados, também não é possível consumir ou aproveitar o gás natural (EPE, 2023a).

Este trabalho procura identificar as dificuldades na implantação dos gasodutos, com destaque para o projeto Rota 4b. Atualmente, dois projetos estão em estudo para o escoamento de gás natural proveniente do campo de Bacalhau, localizado na Bacia de Santos. O primeiro, denominado Rota 4a, sugere o direcionamento da produção para uma nova unidade de processamento de gás natural em Cubatão, litoral paulista, enquanto o segundo, denominado Rota 4b, seria direcionado para às vizinhanças do porto de Itaguaí, no litoral fluminense. Os dois projetos estão sendo analisados para definir qual será iniciado (EPE, 2019).

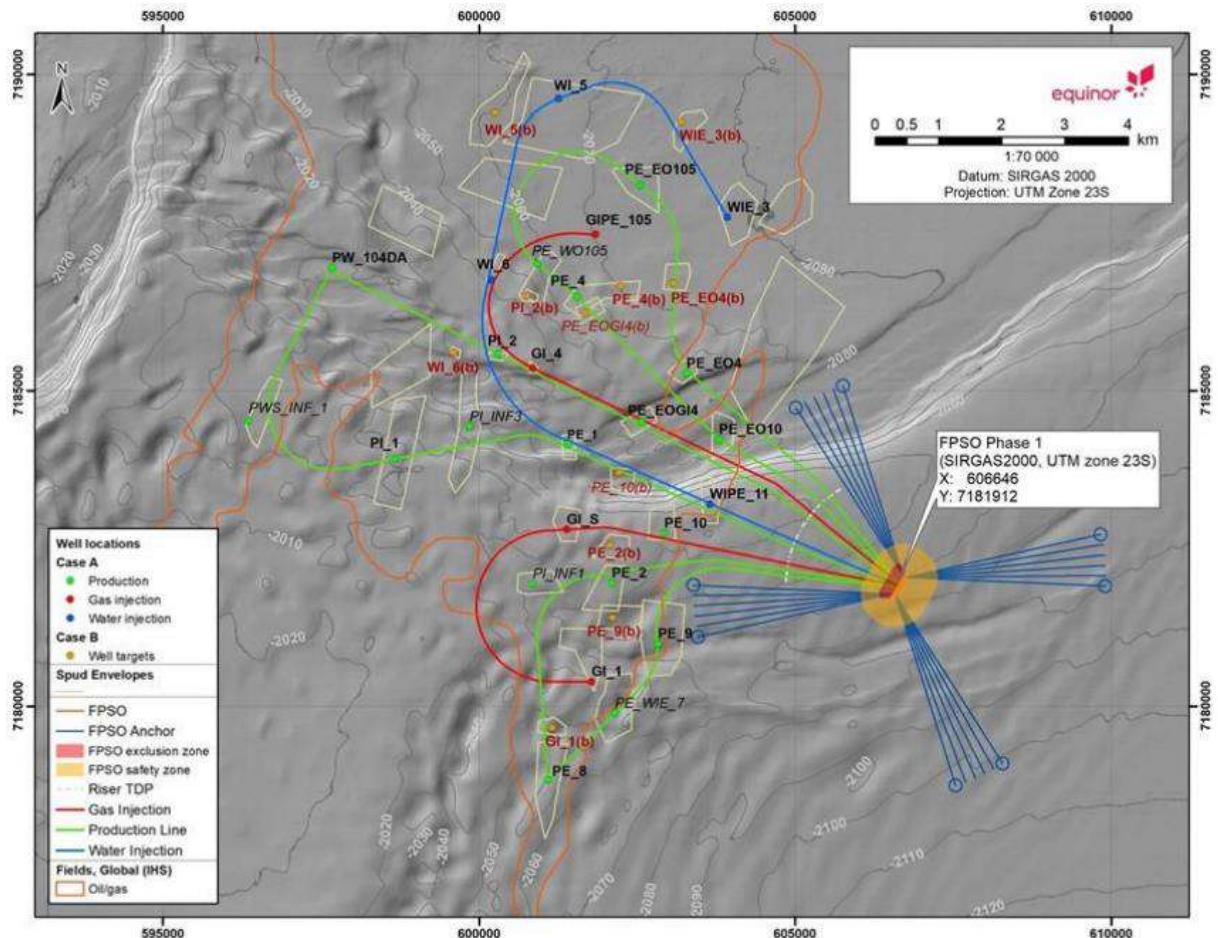
O campo de Bacalhau é o primeiro projeto na área do pré-sal a ser desenvolvido por um operador internacional, a empresa de energia estatal norueguesa Equinor. Junto com a Equinor, que dispõe de 40% do consórcio, estão a Exxon Mobil, com outros 40% e a Petrogal, que tem uma participação à altura de 20%. A Pré-Sal Petróleo S.A (PPSA) é a empresa estatal que representa a União no contrato de partilha. Este também é o maior projeto da Equinor fora da Noruega. O ativo foi adquirido da Petrobras em 2016, quando ainda estava na fase de exploração (EPE, 2023; EPBR, 2023).

Espera-se que, quando em produção, o FPSO contratado junto à empresa japonesa MODEC para a Fase 1 de Bacalhau esteja ligado a 19 poços submarinos, produzindo cerca de 220 mil barris por dia. Um sistema de turbinas de ciclo combinado permitirá a geração de energia e também a injeção de todo o gás natural produzido no reservatório (Equinor, 2019).

Este FPSO será o primeiro do tipo no Brasil a usar esse sistema, proporcionando uma maior eficiência energética e menores emissões de gases de efeito estufa. Espera-se que a intensidade média de CO₂, ao longo da vida do ativo, seja inferior a 9 kg por barril produzido, significativamente inferior à média global de 17 kg por barril. Esta primeira fase do projeto já foi iniciada e tem previsão do primeiro óleo ser produzido em 2025 (EPE, 2023; EPBR, 2023).

A seguir é apresentada a localização do FPSO da Fase 1 e a configuração do desenvolvimento submarino do campo de Bacalhau.

Figura 2.1.1 – Batimetria detalhada do Campo de Bacalhau indicando a previsão dos poços e as rotas das linhas de injeção (água e gás) e produção.



Fonte: Equinor, 2019.

Em relação à segunda fase de desenvolvimento do campo, há um acordo de que o operador encaminhará à ANP um estudo prévio contendo um modelo de simulação com a atualização das premissas técnicas, ambientais e mercadológicas para o cenário de exportação de gás. A seleção do conceito do seu desenvolvimento deverá ser feita até dezembro de 2024 (EPE, 2023a).

O gás natural é uma mistura de ocorrência natural de hidrocarbonetos leves acompanhada por alguns não-hidrocarbonetos (Matar et al., 2001). O gás natural não-associado é formado em reservatórios que não contêm óleo, enquanto o gás associado está presente no contato ou dissolvido em óleo bruto, sendo coproduzido com este (Matar et al., 2001). O principal componente da maioria desses gases é o metano (Matar et al., 2001). Hidrocarbonetos parafínicos de maior peso molecular (C_2-C_7) estão normalmente presentes em menores

quantidades na mistura, e suas proporções variam consideravelmente de um campo de gás para outro (Matar et al., 2001).

Uma desvantagem do gás natural é sua menor densidade energética em comparação com outras fontes de combustível disponíveis no mercado, como os combustíveis derivados do petróleo, que têm a mesma origem (BNDES, 2020). Em decorrência disso, seu valor é menor, tornando-o uma alternativa menos atrativa no momento da sua extração. Considerando que, historicamente, o petróleo possui um preço por milhão de BTU nove vezes mais elevado que o do gás natural, existe um elevado custo-opportunidade no aproveitamento do gás natural associado. Além disso, o petróleo gerado pode ser escoado por navios do tipo Suezmax, tendo como destino o exterior, permitindo o seu faturamento em dólar.

No entanto, um dos fatores a ser levado em conta é o fato do custo da operação do campo, como um todo, ser financiado pela produção de petróleo e, no caso de o gás ser rico, pela extração de pentano (FIRJAN, 2023). Ademais, como assinalado, o gás natural possui um menor impacto ambiental em comparação a outras fontes fósseis (BNDES, 2020).

A inserção no mercado brasileiro do gás proveniente de jazidas distantes da costa é uma tarefa complexa. O gás natural é de suma importância em um campo petrolífero, como também já foi mencionado, ao suprir a demanda energética exigida na instalação de produção (denominada FPSO, abreviação de “Floating Production and Storage Offloading”). A principal função do gás natural é sua reinjeção nos poços, o que aumenta significativamente a produção de óleo (BNDES, 2020). Além disso, em razão da menor densidade energética, os custos de transporte tendem a elevar o preço do energético, o que no final acabará por impactar em menores vendas.

Para uma melhor compreensão dos custos inerentes à produção, fatores como volume de produção, associação ou não do gás natural ao petróleo em cada jazida, profundidade do reservatório e a distância entre o local da produção e a malha de escoamento terrestre devem ser avaliados de forma a se estabelecer a eventual viabilidade econômica do projeto.

A localização do campo de O & G é evidentemente o principal determinante do custo de aproveitamento do hidrocarboneto contido nas jazidas. Sem dúvida, projetos situados em alto-mar possuem custos de infraestrutura muito mais elevados em comparação com aqueles em terra, além de apresentarem também uma composição de despesas bem diferente.

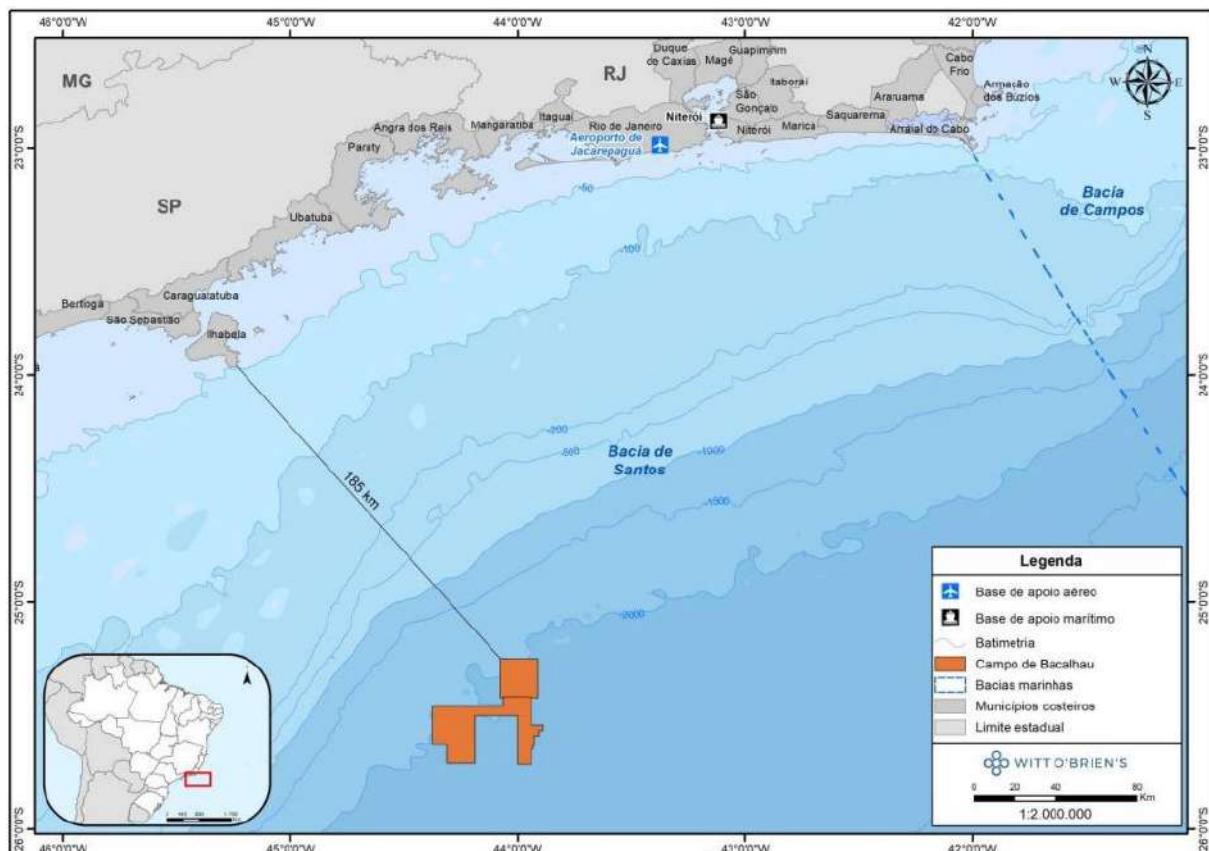
A produção de gás em terra firme geralmente requer uma maior participação do investimento em tubulação de escoamento, enquanto nos projetos offshore as principais despesas são destinadas à construção do próprio gasoduto, conforme observado nos dados apresentados na PIPE 2023 (EPE, 2023a). Além disso, é importante distinguir três tipos de

gasodutos de acordo com suas funções e diferentes características: existem gasodutos para escoamento, transporte e distribuição.

Os campos de Bacalhau e Bacalhau Norte são compartilhados e estão situados nos blocos BM-S-8, sob o regime de contrato de concessão, e a área Norte de Carcará, sob o regime de contrato de partilha, tratando-se de dois contratos distintos. Eles estão localizados no litoral da região Sudeste do país e pertencem à bacia sedimentar de Santos e estão dentro do denominado “polígono” do pré-sal. Como em outros campos do pré-sal, as jazidas estão situadas abaixo de uma espessa camada de sal e a profundidade dos poços é um fator determinante do custo de extração. Os campos estão localizados a cerca de 200 quilômetros do litoral do estado de São Paulo, sob uma lâmina d’água de aproximadamente 2.000 metros até o assoalho marítimo (Equinor, 2019). As condições de contorno para o aproveitamento do gás natural são assim desafiadoras.

A Figura 2.1.2 apresenta a localização geográfica dos dois blocos, Norte de Carcará e BM-S-8, onde foi descoberto o Campo de Bacalhau.

Figura 2.1.2 – Localização do Campo de Bacalhau.



Fonte: Equinor, 2020.

Para se ter uma ideia das dificuldades, a profundidade final de perfuração dos poços é de aproximadamente 6.700 metros, incluindo uma camada de sal com cerca de 3.000 metros de espessura. Evidentemente, o volume de hidrocarbonetos que a reserva contém compensa o esforço: a jazida possui um total de 4 bilhões de barris (bbl) de volume de óleo e 213 bilhões de m³ de volume de gás, ambos considerados “in place”. Com relação ao gás natural, cerca de 40% deste volume total pode ser classificado como recuperável, resultando em uma produção potencial de 85 bilhões de m³ de gás (Equinor, 2019). O reservatório é composto por rochas carbonáticas, com uma porosidade de cerca de 10 a 15% e permeabilidade de 10 a 1.000 mili-Darcy (Equinor, 2020).

Evidentemente, a infraestrutura para o escoamento de gás varia de acordo com as condições do ambiente a que serão submetidas, bem como conforme a pressão. As previsões iniciais de custos para a construção de um gasoduto que escoasse a produção de Bacalhau são bastante elevadas: elas ficaram entre 4,5 e 5,0 bilhões de reais, sem incluir a unidade de processamento, cuja previsão de gastos era de cerca de 3,5 bilhões de reais (EPE, 2019). O elevado custo está relacionado à construção e operação de infraestruturas de transporte deste tipo em alto-mar e em águas ultraprofundas.

Além das dificuldades de construir e operar em tais condições, a distância e o diâmetro da tubulação dos gasodutos de escoamento impactam significativamente em seus custos (EPE, 2023a). Um exemplo é o projeto de gasoduto que conectaría os blocos exploratórios da Petrobras no Norte do Brasil (partindo do FZA-M-59, passando pelo FZA-M-88 e FZA-M-125) ao município de Calçoene, no Amapá. A previsão de investimento é de 7,236 bilhões de reais para um gasoduto com cerca de 350 quilômetros de extensão e 32 polegadas de diâmetro, prevendo o escoamento de 20 milhões de metros cúbicos por dia (EPE, 2023a).

O exemplo pode ser comparado ao projeto Raia-TECAB, na bacia sedimentar submarina de Campos, no Norte fluminense. Para um gasoduto de 200 quilômetros de extensão e 16 polegadas de diâmetro, o investimento previsto é menor, 1,927 bilhões de reais (EPE, 2023a). É evidente que, além da distância do campo à costa, da profundidade da reserva e da vazão de escoamento, os custos de construção dependem de muitos outros fatores e, sem dúvida, a fato do primeiro gasoduto estar localizado em região bastante distante do Centro-Sul do país explica tamanha diferença.

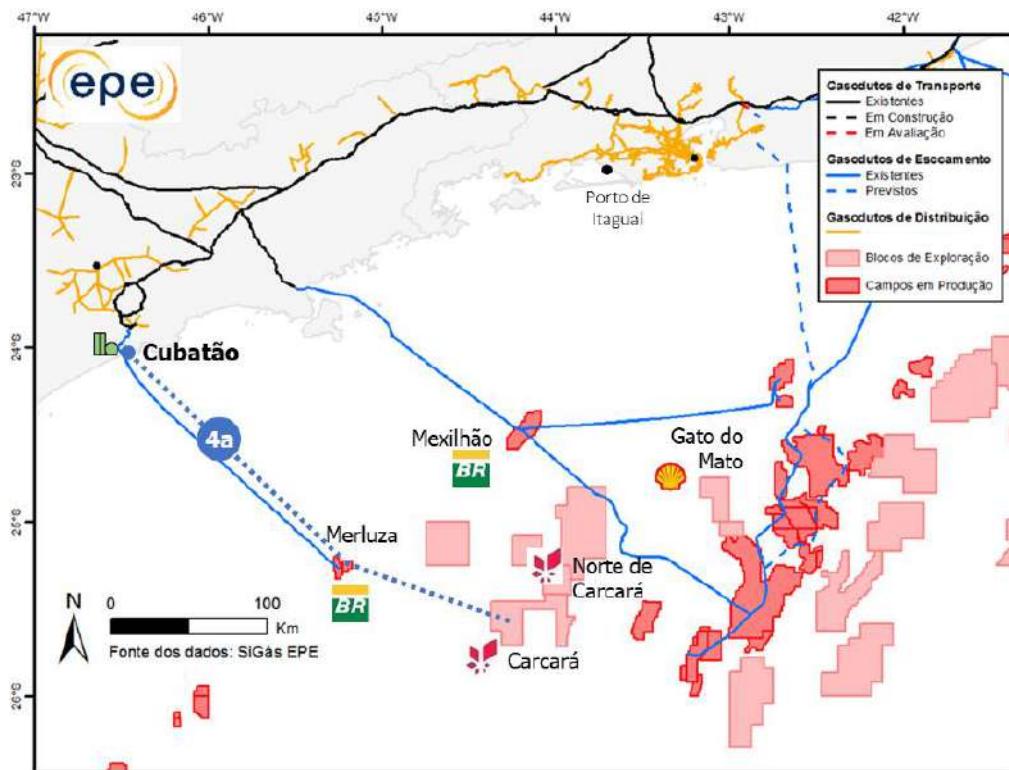
Observe que, ao chegar ao continente, a existência de uma infraestrutura disponível é crucial. É necessário contar, primeiro, com uma unidade de processamento, para extrair as moléculas mais pesadas e valiosas do gás natural e colocá-lo dentro da especificação ditada

pela ANP. Em seguida, é preciso existir uma malha de gasodutos para que se possa levar o energético aos diferentes consumidores que estão situados distantes da unidade de tratamento.

Sem isso, não é possível viabilizar o elevado investimento no escoamento dos campos offshore. Para os gasodutos das rotas 4a e 4b, qualquer que seja a decisão sobre qual deles construir, quanto ao destino, vale mencionar que as duas alternativas já contam com unidades de processamento malhas de gasodutos de transporte e distribuição.

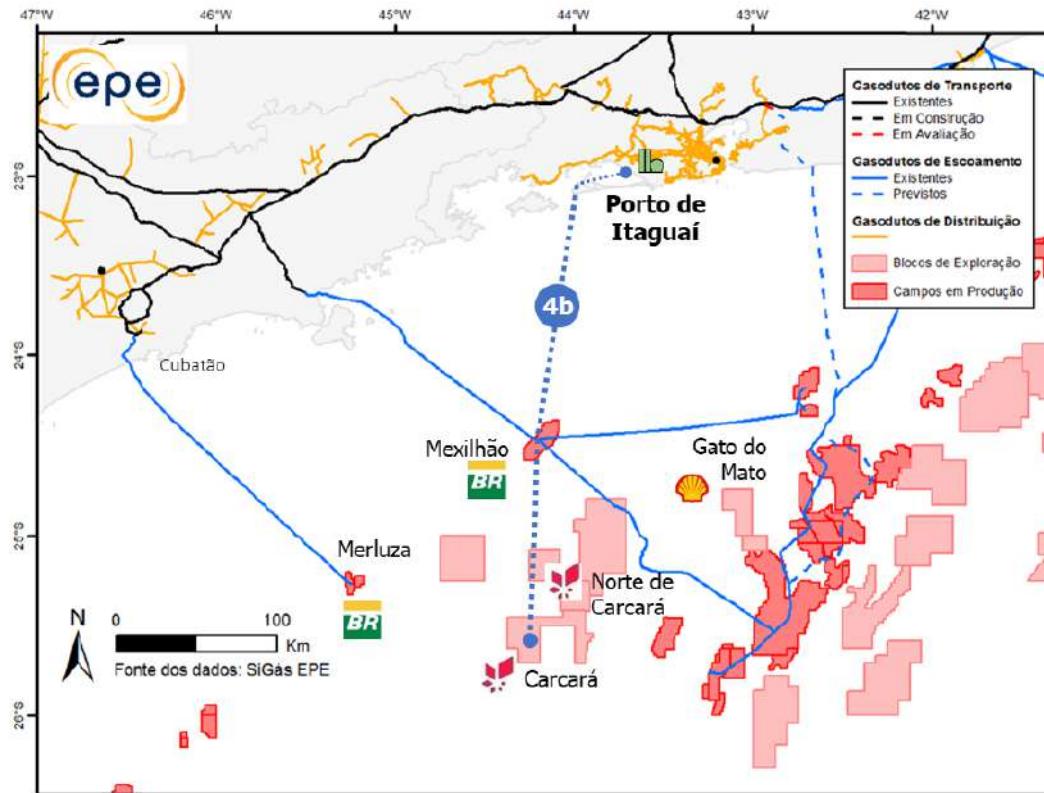
Além de ser altamente onerosa em termos de investimento, a viabilidade técnica e econômica da proposta de construção considera uma série de fatores que determinam a complexidade do negócio de escoamento do gás das jazidas do pré-sal. As Figuras 2.1.3 e 2.1.4 apresentam os mapas e a disposição das duas alternativas em estudo para o escoamento de gás dos campos de Bacalhau e Bacalhau Norte. A primeira alternativa, denominada "4.A", segue em direção ao estado de São Paulo, enquanto a segunda alternativa, denominada "4.B", segue em direção ao estado do Rio de Janeiro.

Figura 2.1.3 – Alternativa de escoamento e processamento para a rota 4a.



Fonte: EPE, 2019.

Figura 2.1.4 – Alternativa de escoamento e processamento para a rota 4b.



Fonte: EPE, 2019.

Conforme apresentado no PIPE 2019, os dois projetos possuem previsões de investimento similares. Qualquer que seja a decisão do trajeto, é importante observar que o gasoduto Rota 4 é o projeto estudado para o pré-sal com a maior vazão de gás possível de ser escoada, dentre os cogitados pela EPE em 2019. Inicialmente, a previsão é de uma capacidade de vazão de 20 MMm³/dia (EPE, 2019a).

Considerando que, atualmente, no litoral do Rio de Janeiro e de São Paulo, a capacidade somada dos gasodutos de escoamento existentes alcança cerca de 40 MMm³/dia (gasodutos Rota 1 e 2) e que o gasoduto Rota 3 terá capacidade para mais 20 MMm³/dia, entende-se a importância e o interesse que desperta o projeto de escoamento do gás natural extraído do campo de Bacalhau.

2.2 CONCEITOS DE MATEMÁTICA FINANCEIRA E INVESTIMENTOS

2.2.1 Matemática Financeira

2.2.1.1 Juros e taxa de juros

O juro pode ser justificado como o prêmio à abstinência, que corresponde à despesa não realizada imediatamente no consumo. Ao final de um período, partindo-se de um capital inicial

“C”, acrescenta-se o juro e obtém-se um montante “M”, que é o valor final da operação (PUCCINI, 2011). A equação 2.2.1.1.1 sintetiza matematicamente o enunciado:

$$M = C + J \quad (2.2.1.1.1)$$

M – Montante;

C – Capital inicial;

J – Juros.

Ademais, é preciso estabelecer como se chega ao valor correspondente ao juro pago, que se soma ao capital inicial. Ele será o resultado da multiplicação deste último pela taxa de juro (i). O juro, gerado (J) pelo capital (C) investido em um período, é calculado conforme equação 2.2.1.1.2 (PUCCINI, 2011).

$$J = C * i \quad (2.2.1.1.2)$$

i – taxa de juros;

J – Juros;

C – Capital inicial.

A esta altura, é oportuno assinalar que, na falta de outro, o juro é o primeiro indicador do custo-oportunidade do investimento quando feito por capital próprio.

2.2.1.2 A Capitalização pelo Juro Composto

A aplicação do capital por um período, sob uma determinada taxa de juros, pode ser calculada de duas formas: pelos juros simples e pelos juros compostos. No segundo, o cálculo do juro incide sobre o serviço da dívida e é aquele vigente no mundo dos negócios. Ele supõe a incidência da taxa de juro a cada período, de forma que o montante, anteriormente definido, seja recalculado a cada etapa e o valor do juro incluído. Em termos financeiros, diz-se que ocorre a capitalização do juro do período anterior (PUCCINI, 2011).

O cálculo do montante “M”, ao final de “n” períodos percorridos a partir de um capital inicial “C” e a uma taxa de juro “i”, encontra-se descrito na equação 2.2.1.3.1.

$$M = C * (1 + i)^n \quad (2.2.1.3.1)$$

M – Montante;

C – Capital;

i – Taxa de juros;

n – Número de períodos sob a taxa i.

A situação inversa e análoga deve ser considerada também. Do ponto de vista do devedor, qual o montante “M” que resulta em determinado capital inicial “C”, se este for aplicado a uma certa taxa de juro? A situação, pode ser descrita a partir da equação 2.2.1.3.2. (PUCCINI, 2011)

$$C = \frac{M}{(1 + i)^n} \quad (2.2.1.3.2)$$

M – Montante;

C – Capital;

i – Taxa de juros;

n – Número de períodos sob a taxa i.

As quantias pecuniárias representadas pelo capital e pelo montante, nas equações anteriores, podem ser calculadas pelo seu valor presente e valor futuro. Ou seja, essas quantias podem ser atualizadas, ou corrigidas, de acordo com a taxa de desconto, que pode ser a taxa de juros, ou uma outra taxa que represente o custo do capital para o interessado. Ele pode ser próprio, por exemplo e, assim, não proveniente de um empréstimo, ou pode também ser obtido por outro meio, como a venda de debentures.

2.2.2 A avaliação de investimentos: conceitos básicos

2.2.2.1 Fluxo de Caixa

As entradas e saídas em moeda no caixa de uma empresa, em cada período avaliado, durante um intervalo de tempo predeterminado, são representadas por um fluxo de caixa na ciência das finanças (PUCCINI, 2011).

Por convenção, a partir da análise do fluxo de caixa é possível realizar a avaliação da viabilidade econômica de um projeto. Para tanto, existem três critérios consagrados: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e prazo de retorno.

2.2.2.2 Valor Presente Líquido (VPL) de um fluxo de caixa

O valor presente de um fluxo de caixa, ou Valor Presente Líquido (VPL), ou ainda valor atual líquido (VAL), é descrito como a soma algébrica dos valores presentes de todos as entradas e saídas de um fluxo de caixa (entradas com sinal positivo e saídas com sinal negativo), utilizando-se de uma taxa mínima de atratividade estabelecida como a taxa de desconto (PUCCINI, 2011).

A noção de custo-oportunidade, antes mencionada, está implícita na taxa de atratividade mínima (TAM) e para efeitos de análise ela pode substituir a taxa de juro. O VPL que foi gerado depois de pagos os tributos é o fluxo de caixa descontado e atualizado e representa o valor gerado pelo projeto que será apropriado pelo proprietário.

A equação 2.2.2.2.1, a seguir, permite o cálculo do VPL:

$$VPL = \left[\sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1 + TMA)^j} \right] - INV \quad (2.2.2.2.1)$$

VPL – Valor Presente Líquido;

FC – Fluxo de caixa no período ‘j’;

j – Período do fluxo de caixa;

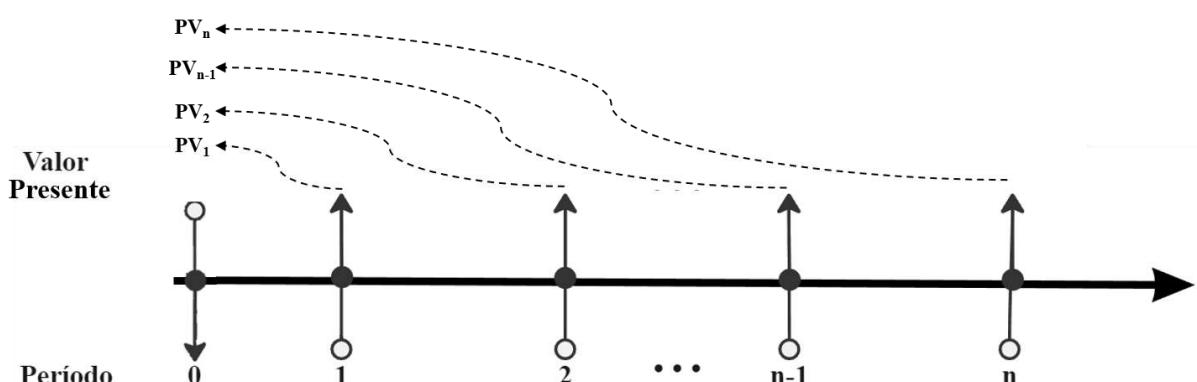
n – Período de avaliação do projeto;

INV – Investimento inicial;

TMA – Taxa Mínima de Atratividade.

Este conceito é ilustrado pela figura 2.2.2.2.1 abaixo.

Figura 2.2.2.2.1 – Representação genérica do fluxo de caixa ao longo dos períodos.



Fonte: Elaboração própria.

PV – Valor presente;
 n – índice do período.

Corretamente atualizado, o resultado do fluxo de caixa resume, então, qual é a soma pecuniária que será obtida do investimento ao final da vida útil do projeto. Ou seja, o VPL é o ganho líquido do proprietário do ativo aos preços de hoje. A maior vantagem do critério é que permite uma avaliação deste indicador de forma direta – valores positivos indicam viabilidade, ao passo que valores negativos mostram que o projeto é inviável economicamente (PUCCINI, 2011).

2.2.2.3 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A descrição deste item é simples e direta: "A Taxa Interna de Retorno (TIR) é definida como a taxa de juros que torna nulo o valor presente líquido de um fluxo de caixa" (PUCCINI, 2011, p.90).

Neste critério, a vantagem repousa no fato de que o valor obtido em porcentagem pode ser diretamente comparado à taxa de juro para se estimar em quanto o projeto está acima desta última. A diferença revela qual é a margem de segurança do projeto frente ao custo do dinheiro, ou a uma aplicação financeira que renda o equivalente ao juro.

2.2.2.4 Prazo de retorno do investimento (*Payback*)

Uma métrica importante para avaliar a viabilidade de projetos é o *payback*, em português, denominado período de retorno. Este é o tempo necessário para recuperar o investimento em um projeto, negócio ou aplicação, contando com a depreciação dos bens de capital e todas as demais deduções realizadas no cálculo do fluxo de caixa. Portanto, ele informa quanto tempo será necessário para as entradas superarem as saídas e o investidor começar a se apropriar do excedente gerado pelo projeto. Em outras palavras, somente a partir daquele momento, o projeto cria um valor líquido (UNIDO, 1986).

É importante observar que o período de retorno é um indicador crítico para projetos que exigem investimentos iniciais muito elevados e prazos que superem dois anos para elaboração, concessão de licenças e construção. É evidente que, quanto maior ele for, maior serão os riscos envolvidos no projeto, em especial quando se trata de extensos períodos de construção. Diz-se

então que o investimento é de longo prazo de maturação. É o que, em geral, ocorre com obras de infraestrutura de transporte como os gasodutos.

2.2.2.5 Despesa de Capital e Custo Operacional

Na indústria de O & G, a despesa de capital (em inglês conhecida pela abreviação CAPEX, de “capital expenditure”) compreende o gasto de desenvolvimento do campo, o que inclui a perfuração de poços, as instalações de superfície (como plataformas e navios de produção) e submarinas (manifoldes, risers e árvores de natal), além dos meios de escoamento da produção (CAMPOS et al, 2008). Em caso de aproveitamento do gás natural associado, a despesa de construção dos gasodutos de escoamento será incluída no projeto de desenvolvimento do campo em tela.

No caso específico dos gasodutos, os componentes materiais das despesas de construção envolvem a tubulação para o transporte do gás, revestimentos contra corrosão e revestimentos para balanceamento de peso, anodos para realizar a proteção catódica, entre outros acessórios da linha. Este tipo de gasto possui tendência a variar de acordo com o diâmetro, comprimento e espessura da tubulação, sendo comumente expressivo na conta final.

A importância relativa do gasto com material, quando se fala de gasodutos, depende também do quanto custoso será o processo construtivo. Parece óbvio que, a despesa a dependerá da localização de cada projeto avaliado.

A construção, por sua vez, é bastante complexa por envolver a contratação de navios especializados, que fazem o “lançamento” de dutos e contam com navios de apoio. Observe que a mobilização e desmobilização de uma série de embarcações e pessoal, por serem exclusivamente dedicados, só é possível com a contratação de empresas fornecedoras multinacionais. Os desembolsos correspondentes às operações submarinas, com mergulhadores e equipamentos remotos são bastante elevados, quanto maior for a profundidade da lâmina d’água.

A operação dos gasodutos é relativamente automatizada e conduzida remotamente. O gás se desloca dentro do duto em consequência de diferenciais de pressão gerados por grandes compressores localizados a montante da linha. Os compressores funcionam queimando o próprio gás natural e devem estar instalados a cada cento e sessenta quilômetros, ou um pouco mais, a duzentos quilômetros. As operações são monitoradas por sistemas informáticos de supervisão que informam a pressão, temperatura e vazão, de maneira que os operadores podem controlar o funcionamento dos compressores e válvulas e, assim, a movimentação do gás natural no interior do duto (McALLISTER, 2015).

O custo operacional (abreviado em inglês por OPEX, ou “operation expenditure”) são aqueles custos que tem por objetivo a produção e o tratamento dos produtos obtidos, sendo dado um intervalo de tempo (CAMPOS et al, 2008). Pela natureza, eles podem ser distinguidos entre variáveis e fixos, conforme o comportamento que possuem ao longo do tempo. Além disso, cabe sublinhar que, como se trata de um gasoduto, não se trata propriamente de uma produção, mas da prestação de um serviço que, neste caso, diz respeito à movimentação do gás natural. Fala-se, então, em custos dos serviços prestados.

2.2.2.6 Capital de Giro

O capital de giro de uma empresa é constituído por dinheiro, contas a receber, estoques de matérias-primas e de produtos finais que ela mantém a sua disposição permanentemente. Ele se refere aos recursos que ela necessita para que a sua operação rotineira ocorra de maneira eficiente (UNIDO, 1986). No caso de ativos relacionados ao transporte, embora não seja elevado o capital de giro na operação de gasodutos, este tem importância estratégica em razão da necessidade de conservar estoques mínimos, seja por questões comerciais, seja por questões de operação do próprio gasoduto.

2.2.2.7 Despesas gerais e administrativas

Enquanto os custos estão relacionados com gastos relativos a bens ou serviços utilizados na produção de outros bens ou serviços, as despesas são tomadas como bens ou serviços consumidos indiretamente para a obtenção de receitas (Martins, 1990). De fato, na apuração contábil, as despesas gerais são aqueles dispêndios que não podem ser relacionados diretamente a um ou outro fator de produção, ou insumo utilizado na produção.

2.2.2.8 Tributação

Os tributos considerados neste trabalho incidem sob o lucro empresarial (IRPJ e CSLL). As alíquotas consideradas foram as seguintes:

- IRPJ: 15% (quinze por cento) sobre o lucro apurado, com adicional de 10% sobre a parcela do lucro que exceder R\$ 20.000,00 / mês, totalizando 25%. (Brasil, 1995);
- CSLL: 9% (nove por cento) para as pessoas jurídicas em geral (Brasil, 1988);

3 METODOLOGIA

A análise da viabilidade técnico-econômica de um projeto como o gasoduto Rota 4b requer algumas considerações específicas ao setor, embora a técnica de avaliação utilizada seja a convencional. Procura-se estabelecer a atratividade do investimento, ou seja, seu retorno, e identificar os principais desafios para sua efetivação, sempre destacando a natureza arriscada e complexa de projetos de engenharia semelhantes.

Para fins deste exercício, inicialmente, o projeto do gasoduto de escoamento será tratado como um ativo independente; ou seja, como um investimento isolado daqueles feitos a jusante ou a montante do gasoduto. Costumeiramente, as concessionárias que realizam este tipo de projeto também são responsáveis pelos demais investimentos na cadeia produtiva, como a extração e o tratamento.

A partir de documentos elaborados por organismos do governo, empresas petrolíferas e consultorias especializadas foi feito um levantamento dos custos, dos investimentos e das premissas envolvendo projetos do mesmo tipo. Também foram investigadas as vazões e tarifas necessárias para viabilizar o projeto. Com essas informações estimou-se os principais indicadores do desempenho econômico do investimento.

O fluxo de trabalho para a realização do estudo de avaliação proposto é o seguinte:

1. **Coleta de dados:** Inicialmente, foram coletados dados de investimento, custos operacionais, impostos e outros necessários para a construção do demonstrativo de resultado da operação e do fluxo de caixa do projeto do gasoduto. Esses dados foram obtidos a partir de relatórios financeiros, livros e informes publicados pelo governo e pelas empresas do setor.
2. **Estabelecimento de premissas:** A partir dos dados coletados, foram estabelecidas algumas premissas fundamentais para a elaboração do demonstrativo de resultado e do fluxo de caixa. A taxa de desconto e o tempo de construção do projeto serão dois elementos cruciais para as reflexões e análises posteriores.
3. **Construção do DRE e do Fluxo de Caixa:** Com as premissas estabelecidas, serão elaborados o demonstrativo e o fluxo de caixa. Assim, será possível determinar a Taxa Interna de Retorno (TIR), o Valor Presente Líquido (VPL) e o tempo de retorno do investimento. Esses são os três critérios para avaliar a atratividade de um investimento. O cálculo da tarifa de escoamento é o principal resultado desta etapa.
4. **Análise de Sensibilidade:** Com as informações anteriores, será realizada a análise de sensibilidade do projeto com o intuito de identificar as variáveis críticas que impactam na obtenção do VPL estimado.

5. **Composição dos custos e participação do escoamento:** Estabelecidas as condições econômicas para obter a viabilidade do projeto do gasoduto, especialmente a tarifa de escoamento, procura-se recompor a composição dos custos e a formação do preço da oferta de gás natural até o consumidor final.

4 RESULTADOS

4.1 COLETA DE DADOS

4.1.1 Características do Campo e Gasoduto

O campo de Bacalhau está situado a uma distância de 185 km da costa, em uma lâmina d'água em média de 2.000 metros. O reservatório é considerado geologicamente complexo e possui uma pressão de 900 bar. A profundidade final da jazida está em torno de 6.700 metros e ela está sob uma camada de sal com cerca de 3.000 metros de espessura. Seu reservatório é formado majoritariamente por rochas carbonáticas, com porosidade de cerca de 10 a 15% e permeabilidade de 10 a 1.000 mili-Darcy, como já mencionado (Equinor, 2020).

Como já mencionado, a jazida conta com um total de 213 bilhões de m³ de volume de gás e 4 bilhões de barris (bbl) de volume de óleo, ambos considerados “in place”. Em termos de gás natural, cerca de 40% deste volume total pode ser classificado como recuperável, resultando em uma produção potencial de 85 bilhões de m³ de gás. De acordo com o estudo de impacto ambiental realizado pela Equinor e enviado ao IBAMA, o gás natural presente na jazida apresenta um baixo percentual de CO₂, cerca de 0,5%. Em relação ao petróleo, objetivo da fase 1 do projeto, consta que o campo possui um óleo leve com 32° API (Equinor, 2019).

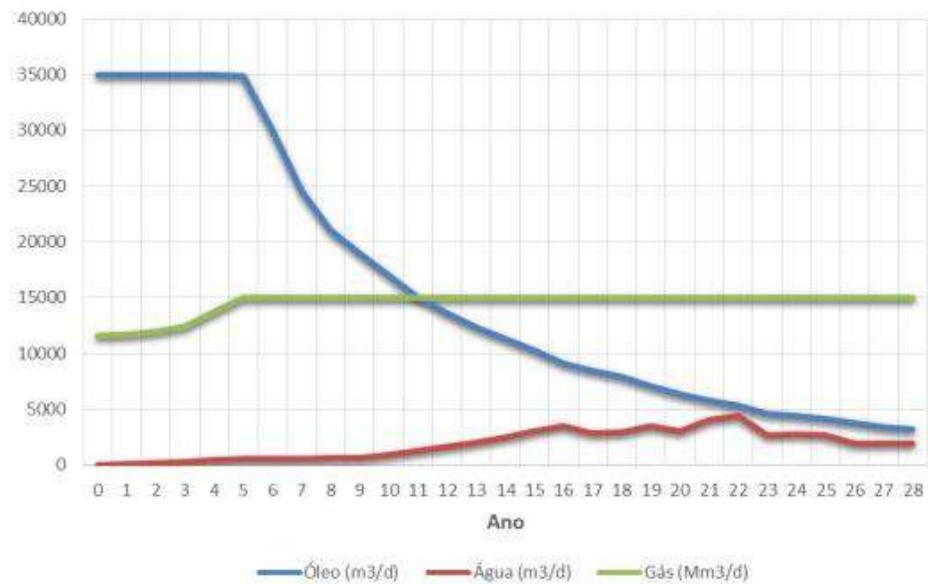
De acordo com a Resolução ANP nº16 de 17 de junho de 2008, o gás natural deve apresentar teores máximos de CO₂ abaixo de 3%. Em razão da especificação ditada pela reguladora, todo o dióxido de carbono excedente deve ser removido. A conformidade à norma é muito importante, na medida em que o processo de separação desse CO₂ onera o gás natural.

Além disso, teores altos de CO₂ podem inviabilizar o aproveitamento do gás natural, levando ao abandono de muitos campos devido aos teores elevados de dióxido e monóxido de carbono. Na operação de escoamento até a costa, a presença de CO₂ tem efeitos corrosivos significativos na presença de traços de água, devido à formação de ácido carbônico, o que aumentaria os custos do projeto (EPE, 2019b).

As estimativas para o preço do gás natural dentro da especificação que viabilize o seu aproveitamento sobem de US\$ 6,90 para US\$ 17,00, quando o percentual de CO₂ aumenta de 0% para 30%. Isso, sem considerar a venda de GLP e C₅₊ (EPE, 2019b), que poderia diminuir esse valor. Somente a diferença entre os dois extremos é comparável ao custo médio da molécula no Brasil, que é de US\$ 10,00, segundo dados da ABIQUIM (ABIQUIM, 2023b). Em outros termos, apenas o gás natural com baixo teor de dióxido de carbono pode ser aproveitado atualmente.

A partir do estudo de impacto ambiental realizado pela Witt O'Brien's e apresentado pela Equinor em 2019 ao IBAMA, obteve-se a produção durante a vida útil esperada dos campos e ela é apresentada na Figura 4.1.1.1. Os valores para a produção de gás começam em cerca de 12 milhões de metros cúbicos por dia, aumentando gradativamente até a capacidade máxima de produção de gás da plataforma, que é de 15 milhões de metros cúbicos por dia (Equinor, 2019).

Figura 4.1.1.1 – Curva de Produção esperada no campo de Bacalhau.



Fonte: Equinor, 2019.

Durante a elaboração do documento PIPE 2019, ainda não havia muitas informações sobre o navio de produção (FPSO) a ser utilizado no campo, nem sobre sua capacidade de processamento de gás. Por isso, a EPE estimou uma vazão de escoamento de 20 milhões de metros cúbicos por dia (MMm³/dia). No entanto, como evidenciado na Figura 4.1.1.1, a produção máxima do campo será de 15 MMm³/dia, que representa o máximo possível de ser produzido a partir do FPSO instalado na primeira fase.

É oportuno assinalar que a instalação de um segundo navio de produção para a operação durante a fase 2 está sendo cogitada. Após deduzir 20% do volume produzido para reinjeção no campo, queima e consumo da plataforma, tem-se um valor disponível para escoamento de 12 MMm³/dia.

Portanto, para os objetivos deste estudo, que é essencialmente preliminar, é razoável adotar uma vazão de escoamento de 10 MMm³/dia de gás natural nos dois primeiros anos de operação. Em geral, o desenvolvimento de campos de petróleo é realizado de forma modular ou em etapas, visando adiantar a produção inicial.

Assim, como observado no gráfico, após este período inicial, espera-se que a vazão suba para 12 MMm³/dia e permaneça constante ao longo dos anos restantes de operação (Abiquim, 2023b). É válido ressaltar, neste ponto, que a produção máxima prevista para o FPSO de Bacalhau é de 15 MMm³/dia (Equinor, 2019), sendo interessante, para análise de sensibilidade, considerar os valores supracitados para o cenário base.

Tendo abordado as questões referentes à geologia, jazida, produção esperada e composição do gás, cabe agora descrever o projeto do gasoduto. De acordo com o projeto elaborado pelo PIPE 2019, o gasoduto teria uma extensão de 299 quilômetros, sendo 298 km submarinos e 1 km terrestre, com 24 polegadas de diâmetro e capacidade para uma vazão máxima de 20 MMm³/dia (EPE, 2019). No entanto, devido ao escoamento previsto de 12 MMm³/dia, será utilizado em nosso projeto um diâmetro de 22 polegadas e vazão máxima de 15 MMm³/dia (EPE, 2019b). Esses dados serão utilizados posteriormente no cálculo do investimento necessário para a construção do gasoduto.

4.1.2 Impostos

Conforme descrito na metodologia, para este estudo adotou-se uma alíquota de 34% para impostos incidentes sobre o lucro, sendo 25% correspondentes ao Imposto de Renda da Pessoa Jurídica (IRPJ) e 9% referentes à Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) (Brasil, 1988; Brasil, 1995).

É importante observar que não há incidência do PIS e da Cofins, pois foram considerados os benefícios concedidos pelo Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (Brasil, 2007; EPE, 2022b). Este regime permite que grandes projetos, como este em análise, com longos períodos de maturação em setores-chave, melhorem sua atratividade em virtude de algumas desonerações tributárias.

4.1.3 Despesa de Capital

Para os custos de capital (Capital Expenditure - CAPEX) considerados neste trabalho, foram encontradas duas estimativas para os investimentos necessários na construção do gasoduto de escoamento no pré-sal brasileiro. Ambas provêm da mesma fonte: a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), vinculada ao Ministério de Minas e Energia e responsável pelos estudos de planejamento energético no país.

A primeira estimativa, conforme o informe da EPE sobre os Custos de Gás Natural no Pré-Sal Brasileiro de 2019, utiliza a relação de 131,77 US\$/metro-polegada (EPE, 2019b). Aplicando essa relação, a despesa de capital do gasoduto é estimada em US\$ 866,8 milhões.

$$\text{CAPEX} = \text{Extensão gasoduto (m)} * \text{diâmetro (polegadas)} * \text{fator}$$

$$\text{CAPEX} = 299000 * 22 * 131,77 = \text{US\$ 866,8} \quad (4.1.4.1)$$

A segunda estimativa vem do cálculo realizado pela mesma EPE no Plano de Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural de 2019. Para o projeto Rota 4b, foi estimado um valor de US\$ 1.246,8 milhões, utilizando a taxa de câmbio de junho de 2019 (EPE, 2019b).

Como os valores calculados foram estimados em 2019, foi necessária uma correção relacionada à inflação dos insumos necessários para o projeto. O percentual de correção adotado foi de 25%, o que resultou nos dois novos valores apresentados na Tabela 4.1.4.1. O fator de correção dos custos em dólar é uma aproximação baseada em estimativas disponíveis na internet; que são de livre acesso. Informações mais precisas e atuais são de propriedade de grandes provedores de dados, como S&P, Rystad e O&GJ, e estão fora do alcance desta pesquisa por serem pagas.

A evolução do "Upstream Capital Cost Index", índice de preço publicado pela S&P, foi acessada a partir de artigo publicado pelo diretor responsável na empresa (Wahab, 2022). Trata-se de um indicador sensível e representativo do comportamento dos preços de construção para projetos de desenvolvimento em campos de petróleo e gás, incluindo despesas com dutos, oleodutos e gasodutos de escoamento.

Em 2019, este índice estava em torno de 175 e, em 2022, último ano de referência da publicação, o índice situava-se em torno de 215 (Wahab, 2022). Portanto, nesses quatro anos, o aumento médio dos custos dos projetos petrolíferos foi considerável, cerca de 23%. O fator de correção monetário utilizado nesta avaliação foi de 25%. Supõe-se que a inflação de custo

no setor, observada após 2020, continuou em 2023, embora em ritmo menor que o verificado nos dois últimos anos.

É importante observar que a escalada dos preços ocorreu devido a uma combinação de fatores. Após 2015, houve uma queda nos investimentos petrolíferos e uma redução na capacidade produtiva dos fornecedores de equipamentos e serviços especializados. Após a pandemia, as paralisações e quebras resultaram em uma ruptura das cadeias de suprimento em escala mundial (Wahab, 2023). Além disso, com a eclosão da guerra na Ucrânia, o gás natural se tornou o pivô da recente crise energética (Wahab, 2022).

Tabela 4.1.3.1 – Valores corrigidos de CAPEX.

Fonte	Valor em 2019 (US\$ MM)	Valor corrigido para 2024 (US\$ MM)
Informe Custos Pré-Sal PIPE 2019	866,8 1246,8	1083,5 1558,5

Fonte: elaboração própria.

O valor adotado como base foi aquele fornecido no informe dos Custos de Gás Natural no Pré-Sal Brasileiro de 2019. Devido à mudança na metodologia de estimativa de investimento na versão mais recente do documento PIPE de 2023, que proporcionalmente reduziu os custos em comparação com o PIPE 2019, os valores apresentados por este último foram preteridos (EPE, 2023a). Desta forma, neste trabalho, o investimento fixo do projeto será de US\$ 1.083,5 milhões.

4.1.4 Custos Operacionais

Dentro dos custos operacionais do projeto de um gasoduto, distinguem-se os custos de serviços prestados e as despesas gerais e administrativas. O custo do serviço prestado inclui todos os desembolsos relacionados diretamente ao fornecimento e movimentação do gás natural. Referem-se, portanto, ao custo de operação e manutenção do gasoduto e dos equipamentos necessários para escoar o gás natural do campo até a unidade de processamento. Os itens que compõem o custo de serviços prestados, além da depreciação dos ativos e amortização dos empréstimos, são: fretes, aluguéis e encargos gerais; serviços de apoio à operação e manutenção, material e equipamento sobressalente, insumos, energia, sistemas de comunicação, seguros, serviços de consultoria, custos ambientais, treinamento e seminários, despesas de viagens, custo com pessoal e outros custos.

A estimativa sobre o custo do serviço prestado do gasoduto em questão, devido à falta de informações detalhadas, foi baseada na consulta a empresas privadas que recentemente adquiriram gasodutos de transporte no Brasil. Evidentemente, trata-se de uma analogia, pois os gasodutos operados pela Transportadora Brasileira Gasoduto Brasil-Oliveira (TBG) e Nova Transportadora do Sudeste (NTS) situam-se em terra e possuem extensão muito maior.

Nos últimos dois anos, 2022 e 2023, pelas informações contábeis disponíveis, a percentagem do custo de serviço em relação à receita operacional líquida variou entre 10% e 15%. Considerando que não se trata de operar uma malha, mas, um só gasoduto e que o gasoduto estudado possui 300 quilômetros, optou-se pela menor porcentagem para o cálculo do custo de serviço no estudo do caso em tela.

Para gasodutos, a depreciação do ativo considera uma vida útil de 30 anos. Para edificações e outras benfeitorias, que sejam propriedade da empresa, a vida útil pode variar entre 10 e 25 anos. Equipamentos, móveis, utensílios e benfeitorias em imóveis têm vida útil de 10 anos, enquanto equipamentos e instalações de processamento de dados e comunicação têm 5 anos e veículos automotores, 4 anos.

Sem acesso à decomposição detalhada das despesas de capital e tendo em vista a proposta de uma avaliação preliminar, optou-se por estabelecer a vida útil do projeto como um todo em 20 anos. Observe também que, quanto mais rápida for feita a depreciação, maior a alavancagem do projeto. No caso em tela, a depreciação do projeto foi considerada uniforme ao longo de todo o período de operação. Portanto, ela foi dividida ao longo dos 20 anos de operação do campo. Considerando o investimento de US\$ 1.083,5 milhões já apresentado no tópico 4.1.3, tem-se um valor de US\$ 54,2 milhões a ser registrado como depreciação a cada ano.

4.1.5 Capital de Giro

O valor considerado para o Capital de Giro foi de 0,5% do investimento total do projeto avaliado. Como procedimento padrão, este valor será debitado no primeiro ano do projeto e recuperado no último ano de operação.

4.2 ESTABELECIMENTO DE PREMISSAS

4.2.1 Tempo de Construção

O tempo de construção é o período necessário para a construção de toda a estrutura responsável pelo escoamento do gás natural produzido. Como premissa inicial, estima-se que o

tempo de construção será de quatro anos e, de forma simplificada, o valor do investimento será dividido igualmente ao longo desses anos. Este período inclui também o tempo necessário para o comissionamento da obra. Vale notar que, devido à complexidade da construção em alto-mar e, em especial, em águas ultraprofundas, a maior ou menor extensão deste período é uma variável-chave para o êxito do projeto.

4.2.2 Tempo de Operação

O tempo de operação foi considerado como o período em que o campo de Bacalhau deve operar extraíndo gás natural da reserva. Com base no PIPE 2021, foi definido um período de 20 anos, que é o padrão para as avaliações de viabilidade econômica de projetos de óleo e gás (EPE, 2023b).

É importante ressaltar que, como mencionado anteriormente na seção 2.1.1, a produção nos dois primeiros anos de operação será de 10 MMm³/dia e aumentará para 12 MMm³/dia no restante do tempo de operação.

4.2.3 Taxa de Desconto

Como uma primeira avaliação da viabilidade do investimento, o projeto em questão deverá ser financiado com recursos próprios da empresa. De acordo com a Nota Técnica de 2012 da EPE, que apresenta a Metodologia e Cálculo do Custo de Capital de Projetos de Transporte de Gás Natural no Brasil, o custo de capital próprio para projetos desse tipo é de 9,64% ao ano (EPE, 2012). Essa taxa foi arredondada para 10%, uma taxa padrão também utilizada em estudos similares e que está bem próxima da taxa de juro básica vigente no Brasil em julho de 2024.

4.2.4 Despesas gerais e administrativas

Contabilmente, após deduzir a depreciação e os custos da receita, obtém-se o lucro bruto. É o primeiro indicador de desempenho de uma empresa. Este deve ser deduzido das despesas gerais e administrativas para se obter o lucro operacional, um segundo indicador importante e mais apurado. Como mencionado anteriormente, esses gastos não podem ser alocados a um ou outro insumo.

Normalmente, a despesa geral e financeira corresponde aos desembolsos realizados em itens diversos, como: pessoal, assistência jurídica e contábil, auditorias, consultoria de

negócios, patrocínios, provisão para contingências, manutenção de licenças, custos de seguro, recrutamento e treinamento, aluguéis e taxas, despesas de escritório e serviços semelhantes.

Novamente, sem uma referência direta, buscou-se informações contábeis das empresas sobre o peso desses desembolsos em relação à receita operacional líquida. Entretanto, sobre este tópico, as duas empresas consultadas apresentaram dados bastante distintos. Enquanto na NTS, a despesa geral e administrativa corresponde a pouco menos de 2% da receita líquida, na TBG, em 2022, essa despesa representou 6,3% da receita líquida, e, em 2023, subiu para 10,4%. Em consequência, para fins de cálculo do projeto do gasoduto, considerou-se um valor intermediário e essas despesas foram estimadas em 5% da receita operacional líquida.

4.2.5 Fundo de Abandono

O fundo de abandono trata do reconhecimento de uma obrigação futura e, mesmo sendo uma estimativa, é um elemento importante para tornar mais transparente a situação patrimonial do projeto. O abandono de um ativo gera três tipos de custos: desmantelamento, remoção e restauração. Evidentemente, devido às condições em alto-mar e, assim como na construção, as operações de desmontagem e recomposição do ambiente são muito mais custosas do que em terra.

Ao registrar o passivo de imediato, no início da operação, e ao deduzi-lo da despesa operacional, a contabilidade evidencia o dano ambiental e a necessária recomposição do ambiente ao final da vida útil do ativo. De acordo com as regras costumeiras para este tipo de exercício, considerou-se um valor de 1,0% da receita líquida como destinado a um fundo de abandono do gasoduto ao final da operação (EPE, 2022b).

4.3 CONSTRUÇÃO DO DEMONSTRATIVO DE RESULTADO DE EXERCÍCIO E DO FLUXO DE CAIXA

A partir de todos os dados e premissas apresentados anteriormente, foram elaborados o Demonstrativo de Resultado do Exercício e o Fluxo de Caixa do empreendimento. A elaboração do DRE é importante para obter uma visão geral do desempenho econômico do ativo durante todo o período esperado de operação. Todos os principais itens de despesa são registrados, e o DRE possui duas informações fundamentais: o lucro operacional e o lucro líquido do empreendimento.

Esse demonstrativo e o fluxo de caixa encontram-se nas Tabelas 4.3.1 e 4.3.2 e foram elaborados de acordo com as regras definidas para a publicação de relatórios financeiros de

empresas pela “International Financial Reporting Standards – IFRS” e pelas normas emitidas pelo “International Accounting Standards Board - IASB”. As práticas contábeis brasileiras compreendem as disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, bem como as mudanças trazidas pelas Leis 11.638/07 e 11.941/09.

Tabela 4.3.1 – Demonstrativo de Resultado de Exercício Padrão.

Linha	(US\$ MM)	4 anos Construção	20 anos Operação
1	Receita líquida		
2	Custo do serviço		
3	Custo de operação e manutenção		
4	Depreciação contábil		
5	(=) Lucro operacional Bruto		
6	Despesa gerais e administrativas		
7	Fundo de Abandono		
8	(=) Lucro operacional (Antes do Imposto e juros)		
9	Margem do LAJIR		
10	Despesa financeira com juros		
11	(=) Lucro antes do IR		
12	IR +CSSL		
13	(=) Lucro líquido		
14	Margem Líquida		

Fonte: elaboração própria.

Tabela 4.3.2 – Fluxo de Caixa Padrão.

Linha	(US\$ MM)	4 anos Construção	20 anos Operação
1	Receita líquida		
2	Empréstimo		
3	Capital de giro final		
5	Σ Ingressos		
6	Investimento		
7	K de giro inicial		
8	Custo de operação e manutenção		
9	Despesas gerais e administrativas		
10	Fundo de Abandono		

- 11 **Juros**
 - 12 **Amortização Financiamento**
 - 13 **IR**
 - 14 **Σ Saídas**

 - 15 **Fluxo de Caixa Simples**
 - 16 **Fluxo de Caixa Simples Acumulado**
 - 17 **Fluxo de Caixa Descontado**
 - 18 **Fluxo de Caixa Descontado
Acumulado**
-

Fonte: elaboração própria.

O exercício tem início com a estimativa da tarifa de escoamento em 3,2 US\$/MMBtu, valor determinado por ser aquele que permite o retorno do investimento em dez anos. Esse período de retorno foi calculado considerando quatro anos de construção e os seis primeiros anos de operação do gasoduto. Apesar de o prazo de construção e comissionamento das instalações poder ser muito variável e dependente das condições geográficas e marítimas, devido à dimensão da obra, à profundidade inicial e à extensão de aproximadamente trezentos quilômetros, o gasoduto provavelmente exigirá mais de três anos de construção, com uma carência adicional de um ano para o início de sua operação.

O cenário definido acima é apresentado no Apêndice A e Apêndice B deste documento e constitui o cenário base para a avaliação do projeto do gasoduto entre o campo de Bacalhau, situado na bacia de Campos, e o município de Itaguaí, na costa do Rio de Janeiro. A partir desse cenário base do escoamento do gás natural e dos dados previamente mencionados, foram calculados diversos indicadores financeiros para avaliar economicamente o projeto.

Esses indicadores são os tradicionais encontrados nas avaliações de viabilidade dos investimentos: além do tempo de retorno, são apresentados o valor presente líquido e a taxa interna de retorno. Em seguida, foi realizada uma análise de sensibilidade para verificar o impacto dos erros nas estimativas de variáveis críticas.

Os valores calculados para os dois indicadores, além da margem do LAJIR (lucro antes do pagamento dos juros e impostos) e da margem de lucro líquido, são apresentados na Tabela 4.3.3. Para retratar a dificuldade de um projeto dessa natureza no Brasil e como foi antecipado, foi pré-definido um prazo de quatro anos de construção e a necessidade de obter o retorno do projeto em no máximo dez anos, ou seja, nos primeiros seis anos de operação do ativo. Para isso, a tarifa de escoamento encontrada deverá ser de 3,2 US\$ por milhão de Btu.

Tabela 4.3.3 – Indicadores econômicos e financeiros para o cenário base adotado.

Linha	Indicador	Tarifa de Escoamento = 3,2 US\$/MMBtu
1	TIR	19,7%
2	VPL (US\$ MM)	972,8
3	Margem do LAJIR (1º ano de Operação)	71,6%
4	Margem do Lucro Líquido (1º ano de Operação)	47,3%

Fonte: elaboração própria.

Com esta tarifa de escoamento do gás natural do campo de Bacalhau, de acordo com os dados coletados, o projeto se apresenta claramente viável quando se considera o Valor Presente Líquido de US\$ 972,8 milhões. Apesar do prazo de maturação relativamente extenso e do uso de uma taxa de desconto de 10% ao ano, bastante elevada, o projeto parece altamente rentável com a tarifa de 3,2 US\$/MMBtu, chegando a gerar um valor próximo ao investimento.

A análise da taxa interna de retorno também aponta a viabilidade do projeto com a cobrança desta tarifa. A partir da TIR estimada de 19,7% ao ano, se for deduzida uma taxa de juros de 10%, por exemplo, chega-se a um prêmio de 9,7% ao ano, uma taxa claramente positiva de retorno para qualquer investimento. Em termos percentuais, trata-se do ganho líquido comparado a uma aplicação em um título da dívida brasileira. Esse ganho é ainda mais expressivo quando comparado ao juro dos títulos da dívida do governo dos Estados Unidos, que atualmente varia entre 5,00% e 5,25% ao ano.

Em termos de projetos petrolíferos, vale notar que uma TIR de 19,7% ao ano é condizente com o portfólio de investimentos das empresas do setor. Entre as grandes empresas petrolíferas, a taxa de atratividade mínima requerida é de pelo menos 15% ao ano. Em grande parte, o elevado prêmio é justificado pelos riscos dos projetos, não apenas operacionais, mas também relacionados ao longo prazo de maturação. Neste caso, o maior retorno também cobriria o risco de não encontrar imediatamente compradores para o gás natural que chega ao continente, devido ao consumo se manter estagnado, como ocorreu nos últimos dez anos.

Outra informação importante, neste ponto da avaliação da viabilidade do gasoduto entre o campo de Bacalhau e a cidade de Itaguaí, que ilustra o conforto do investidor dentro das hipóteses definidas até aqui, é a tarifa que anula o VPL do projeto. Esse valor representa o preço mínimo de venda necessário para pagar as contas, sem gerar qualquer excedente para o investidor. O valor calculado foi de 1,5 US\$/MMBtu, portanto, bem inferior ao preço inicialmente encontrado neste estudo: 3,2 US\$/MMBtu.

Se o projeto for realizado com capital próprio, completamente integrado ao projeto de desenvolvimento do campo de petróleo e tendo como proprietários o mesmo consórcio de petroleiras, não há razão para não praticar um preço de transferência; ou seja, aquele que retorne o investimento daquela instalação de escoamento sem criar mais valor. De qualquer forma, a diferença entre o piso anterior e a tarifa definida no estudo corrobora a viabilidade do projeto nas condições estabelecidas inicialmente.

4.4 ANÁLISE DA SENSIBILIDADE

A fórmula do VPL, ao trazer para os dias de hoje os ganhos futuros conforme um preço para o tempo, seja o juro ou a taxa de desconto, é considerada a técnica de avaliação de investimento mais simples e precisa. A ênfase nos lucros é substituída pelo fluxo de caixa e, sendo este corretamente descontado, obtém-se uma visão clara do orçamento de capital de uma empresa (ROSS, S., WESTERFIELD, R., e JAFFE, J., 2002).

Como no presente caso em estudo, onde há falta de informação pública e um número muito pequeno de empresas e especialistas no assunto, um resultado tão favorável em termos de retorno exige precaução e melhor averiguação, mesmo sendo um estudo apenas preliminar. É justamente por isso que, na sequência do cálculo do VPL, realiza-se um exercício denominado análise de sensibilidade. Procura-se identificar onde não se pode errar nas estimativas para obter o retorno desejado. Em outras palavras, busca-se identificar quais são as variáveis críticas dentro do projeto.

Para analisar a sensibilidade do projeto, geralmente a hipótese de base é considerada a mais provável, e define-se uma situação mais pessimista, além de outra mais otimista. Nesse sentido, foram realizadas simulações de $\pm 10\%$ e $\pm 25\%$ nas variáveis que se apresentam como relevantes em projetos do mesmo tipo. Essas variáveis incluem: a vazão de escoamento em milhões de metros cúbicos por dia, a despesa de capital em milhões de dólares, a taxa de desconto e a tarifa de escoamento. Para cada uma dessas variáveis, foi possível examinar qual a importância que têm no desempenho final do projeto.

4.4.1 Variação de $\pm 10\%$ nas variáveis-chave

A partir do cenário base estipulado, foi elaborada a Tabela 4.4.1.1, onde se podem ver os valores máximos e mínimos decorrentes de uma variação de $\pm 10\%$ das hipóteses iniciais.

Tabela 4.4.1.1 – Tabela com alteração de $\pm 10\%$ nas variáveis-chave.

Variáveis	Valor Base	Valor Mínimo	Valor Máximo
Tarifa de Escoamento	3,2	2,9	3,5
Taxa de Desconto	10%	9%	11%
Vazão de escoamento (MMm³/d)	12,0	10,8	13,2
CAPEX (US\$ MM)	1083,5	975,1	1191,8

Fonte: elaboração própria.

Com base na Tabela 4.4.1.1, foi calculada a Tabela 4.4.1.2, que apresenta o escopo de variação do VPL em função dos erros de 10% nas hipóteses iniciais quanto à tarifa, despesa de capital, vazão de escoamento e taxa de desconto. A sensibilidade pode ser avaliada pela última coluna, onde se encontra o resultado em porcentagem.

Tabela 4.4.1.2 – Tabela com valor calculado de VPL após alteração das variáveis.

Variáveis	VPL Base (US\$ MM)	VPL Mínimo (US\$ MM)	VPL Máximo (US\$ MM)	Δ 10% (VPL Máximo – Base)
Tarifa de Escoamento (US\$/MMBtu)	972,8	792,8	1.152,7	18%
Taxa de Desconto	972,8	809,4	1.160,2	19%
Vazão de escoamento (MMm³/d)	972,8	824,5	1.121,1	15%
CAPEX (US\$ MM)	972,8	890,1	1.055,5	8%

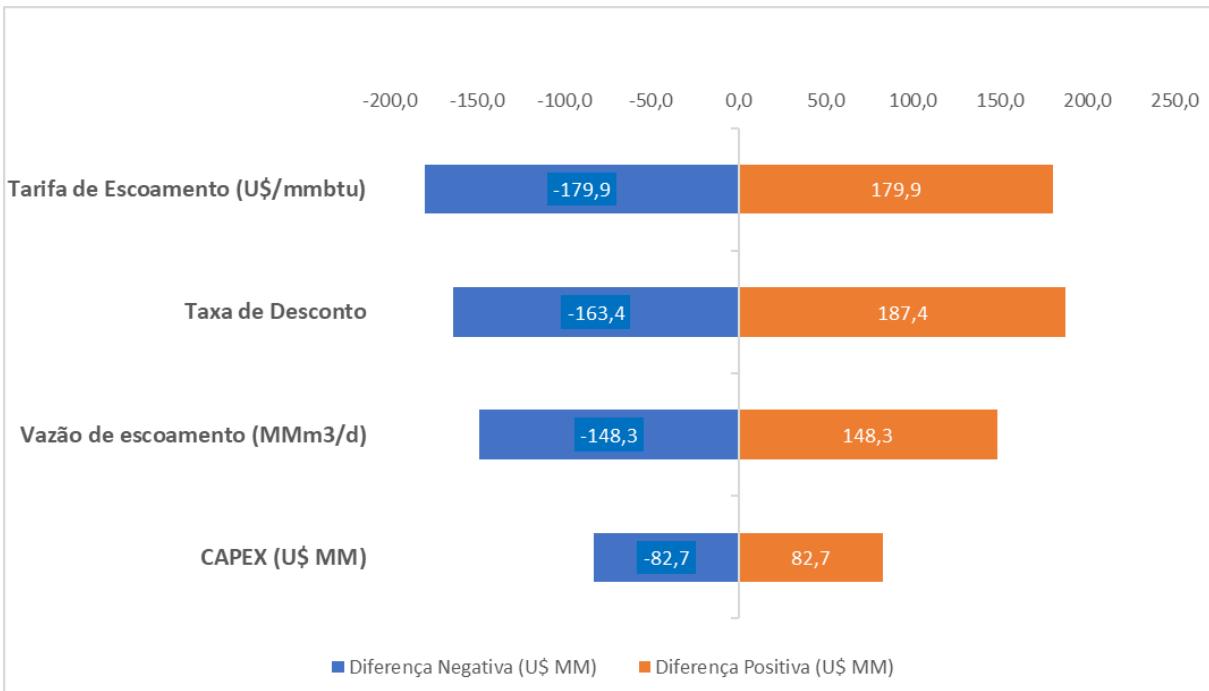
Fonte: elaboração própria.

As relações diretas e inversas entre as hipóteses iniciais e o valor apropriado pelo investidor são óbvias. A tarifa de escoamento e a vazão escoada de gás natural estão positivamente relacionadas a ele, enquanto a taxa de desconto e a despesa de capital, ao contrário, estão inversamente relacionadas ao ganho do projeto.

Importa também observar a magnitude do impacto causado por um erro de apenas um décimo nas hipóteses iniciais do estudo. Um erro de 10% teria um impacto no ganho do investidor de quase 20% no caso da tarifa e da taxa de desconto, 15% no caso da vazão estimada de gás e pouco menos de um décimo no caso da despesa de capital. De qualquer modo, as porcentagens mostram a importância desses pontos no desempenho econômico do projeto.

Com base nos valores da Tabela 4.4.1.2, foi elaborado um gráfico de tornado para identificar, de forma mais visual, a intensidade do impacto no valor presente líquido conforme a hipótese inicial. O gráfico apresentado na Figura 4.4.1.1 foi organizado de forma decrescente e, de modo que na parte superior estejam as variáveis com o maior impacto.

Figura 4.4.1.1 – Gráfico de tornado para visualização do impacto das variáveis-chave no VPL após uma variação de $\pm 10\%$.



Fonte: elaboração própria a partir dos dados das tabelas anteriores.

A tarifa de escoamento é a variável com o maior impacto no VPL e, como visto anteriormente, está confortavelmente acima daquela que anula o VPL (US\$ 3,2/MMBtu versus 1,5 US\$/MMBtu). O elevado impacto de mudanças na taxa de desconto se deve à intensidade capitalística do projeto e ao seu longo tempo de maturação, como também foi visto, devido ao tempo de construção estipulado em quatro anos.

A sensibilidade à variação da taxa de desconto demonstra claramente a importância do juro e o fato de que seu nível elevado pode inviabilizar o projeto ou, no melhor dos casos, postergá-lo até uma melhor oportunidade. A sensibilidade à vazão de escoamento também é relevante, considerando a incerteza sobre a demanda final do setor energético.

4.4.2 Variação de $\pm 25\%$ nas variáveis-chave

Assim como no tópico anterior, foi elaborada uma tabela a partir do cenário base estipulado com os valores máximos e mínimos derivados da variação de $\pm 25\%$ nas hipóteses iniciais assumidas para as variáveis-chave do projeto do gasoduto. Os dados calculados estão apresentados na Tabela 4.4.2.1:

Tabela 4.4.2.1 – Tabela com alteração de ± 25% nas variáveis-chave.

Variáveis	Valor Base	Valor Mínimo	Valor Máximo
Tarifa de Escoamento	3,2	2,4	4,0
Taxa de Desconto	10,0%	7,5%	12,5%
Vazão de escoamento (MMm³/d)	12,0	9,0	15,0
CAPEX (US\$ MM)	1083,5	812,6	1354,3
Tempo de Construção (anos)	4,0	3,0	5,0

Fonte: elaboração própria.

De modo similar ao feito no Tópico 4.4.1, com base na Tabela 4.4.2.1, foi calculada a Tabela 4.4.2.2. Ela apresenta o intervalo de variação do VPL em função dos erros de 25% nas hipóteses iniciais relacionadas à tarifa, despesa de capital, vazão de escoamento, tempo de construção e taxa de desconto. A sensibilidade pode ser observada pela última coluna, onde os resultados estão apresentados em porcentagem.

Tabela 4.4.2.2 – Tabela com valor calculado de VPL após alteração de ± 25% nas variáveis.

Variáveis	VPL Base (US\$ MM)	VPL Mínimo (US\$ MM)	VPL Máximo (US\$ MM)	Δ 25% (VPL Máximo – Base)
Tarifa de Escoamento (US\$/MMBtu)	972,8	522,9	1422,6	46%
Taxa de Desconto	972,8	601,6	1495,5	54%
Vazão de escoamento (MMm³/d)	972,8	602,0	1343,5	38%
CAPEX (US\$ MM)	972,8	766,1	1179,5	21%
Tempo de Construção (anos)	972,8	844,7	1121,0	15%

Fonte: elaboração própria.

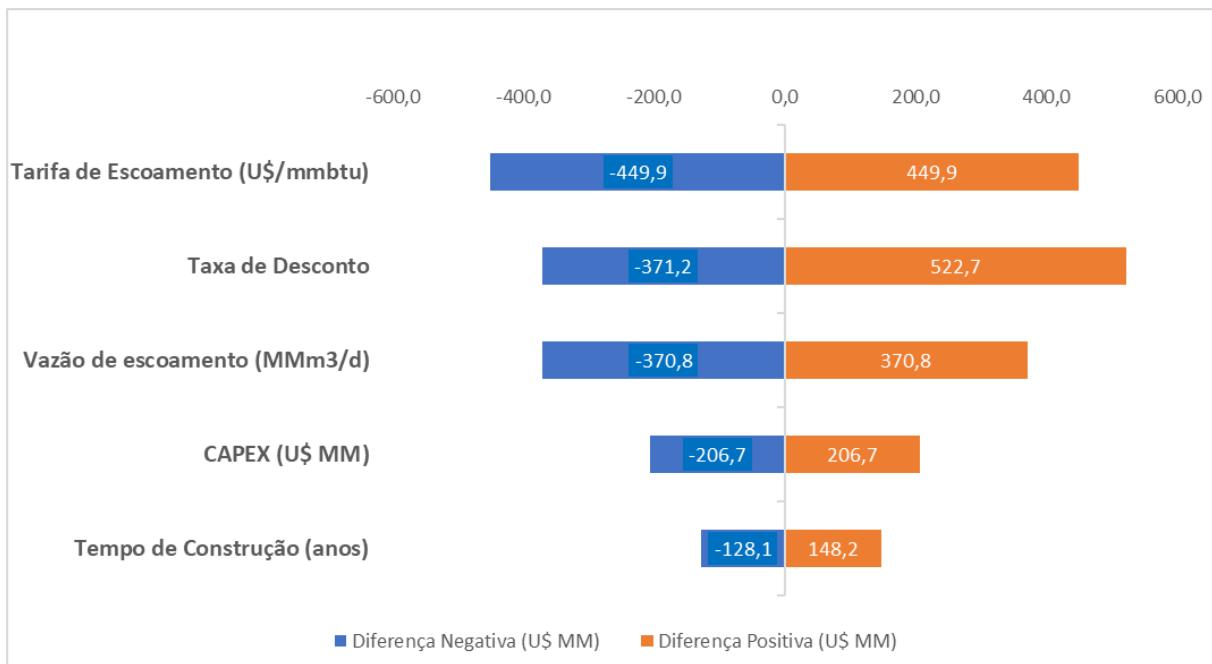
Um erro de 25% nas hipóteses iniciais feitas pelo estudo evidentemente tem um impacto significativo no desempenho do projeto. No entanto, não elimina o valor gerado, principalmente devido à elevada tarifa de escoamento pré-definida. Com uma tarifa 25% menor, o VPL cai quase pela metade, mas ainda assim registra US\$ 522,9 milhões, o que, sem dúvida, representa um ganho líquido significativo para o investidor em termos absolutos.

A eventual queda da taxa de juros de 10% ao ano para 7,5% teria um efeito muito relevante no desempenho do projeto, resultando em uma geração de valor 54% superior. Deduz-se que a possibilidade de obter crédito a menores taxas se mostra um elemento crítico, considerando que o prazo estabelecido para obter o retorno do investimento é de dez anos.

Ele ainda é relativamente longo – e, portanto, arriscado – para investidores em países periféricos. Isso, não somente em razão do juro alto (atualmente em 10,25% ao ano), mas também em função do risco cambial, uma vez que o gás será comercializado no país e consequentemente vendido em reais.

Com os dados anteriores, elaborou-se um gráfico de tornado para identificar, de forma mais visual, a intensidade do impacto no VPL conforme a hipótese inicial. Assim como na Figura 4.4.1.1, o gráfico apresentado na Figura 4.4.2.1 está organizado de forma decrescente, mostrando na parte superior as variáveis que mais impactam a viabilidade do projeto.

Figura 4.4.2.1 – Gráfico de tornado para visualização do impacto das variáveis-chave no VPL após uma variação de $\pm 25\%$.



Fonte: elaboração própria.

Como já mencionado anteriormente, o elevado impacto de mudanças na taxa de desconto se deve à intensidade capitalística do projeto e ao seu longo tempo de retorno de dez anos, durante os quais o tempo de construção estipulado foi de quatro anos.

À exceção da taxa de desconto, devido às relações serem lineares, a sensibilidade dos resultados é semelhante à constatada anteriormente com erros de 10% nas hipóteses iniciais. A vazão prevista continua sendo uma variável-chave para o desempenho do projeto e, apesar do volume da inversão inicial, com um aumento de um quarto, entre as variáveis destacadas, a despesa de capital é a que tem o segundo menor impacto na geração de valor do projeto.

Neste último estudo de sensibilidade, a novidade foi incluir o tempo de construção que, como já foi mencionado, em obras de engenharia complexas, é um elemento relevante para o desempenho econômico. Observe que a postergação de um ano na entrega do projeto, ou seja, um aumento de um quarto neste período, não chega a inviabilizar o projeto. O projeto perde um ano de receita, mas permanece altamente rentável.

O estudo de sensibilidade anterior confirma a importância das variáveis selecionadas. Apesar da alta rentabilidade proporcionada pela tarifa de escoamento definida em 3,2 US\$/MMBtu, em todas as variáveis o impacto no valor gerado é mais que proporcional ao erro da estimativa.

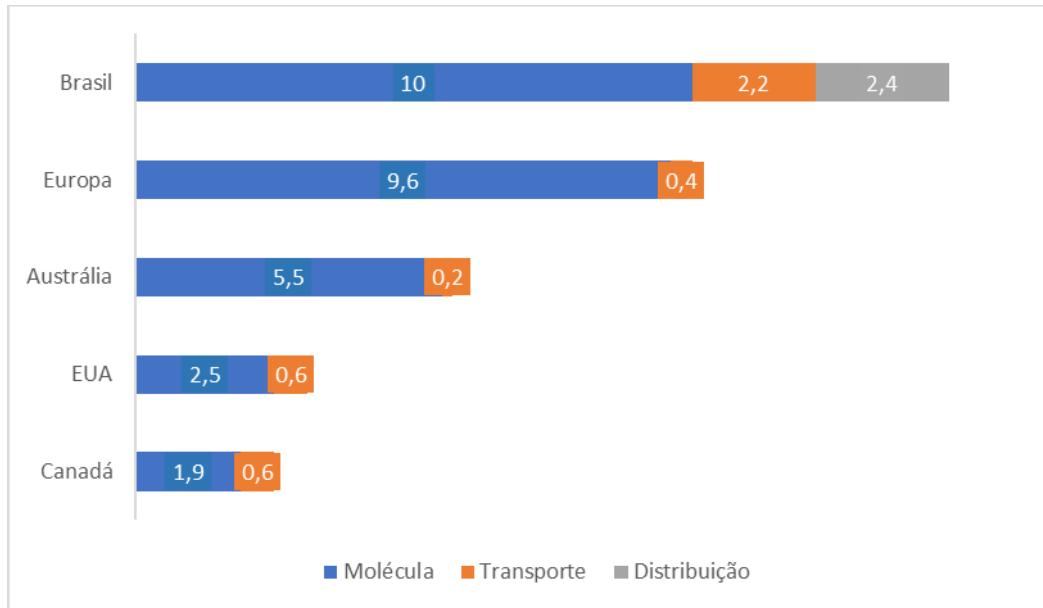
Assim, além da tarifa, a taxa de juros, a vazão e o montante do investimento inicial são elementos críticos que devem ser gerenciados para maximizar o valor gerado pelo investimento no gasoduto. Embora o tempo de construção tenha se mostrado o fator com menor impacto na análise de sensibilidade, atrasos nesse tipo de projeto trazem consigo despesas extras no processo construtivo.

De qualquer forma, os fatores destacados nos gráficos e tabelas anteriores bastam para justificar a definição de tarifas de escoamento bastante elevadas.

4.5 FORMAÇÃO DOS CUSTOS DE PRODUÇÃO, ESOCAMENTO E TRATAMENTO DO CAMPO

O elevado preço do gás natural, comparado a outras regiões do mundo, encarece a eletricidade gerada em usinas térmicas abastecidas por esse energético e impede seu maior uso como matéria-prima na produção de fertilizantes e metanol, por exemplo. A Associação Brasileira da Indústria Química (ABIQUIM) tem chamado a atenção para essa questão há alguns anos e apresentou, em 2023, a decomposição dos preços em alguns países e na Europa, conforme mostrado na Figura 4.5.1.

Figura 4.5.1 – Preço total gás natural no Brasil e Internacional (US\$/MMBtu).



Fonte: Abiquim, 2023b.

O preço no Brasil soma US\$ 14,6/MMBtu e se compõe em três partes: custos da molécula, de transporte e de distribuição. Nos demais países, a decomposição foi feita apenas entre o custo da molécula e o do transporte. Nos dois países mencionados da América do Norte, os preços são sensivelmente mais baixos. Nesta região, encontram-se a maior produção e o maior consumo do mundo, bem como a maior rede de transporte. As extraordinárias economias de escala geradas pelo tamanho do mercado explicam os preços bem menores.

Na Austrália, os preços estão em um patamar intermediário, muito provavelmente devido à produção ser offshore, o que justifica o elevado custo da molécula. O país é um grande exportador de gás natural liquefeito (GNL) para o mercado asiático. Na Europa, o custo da molécula é cerca de quatro vezes mais elevado do que na América do Norte, o que pode ser explicado pelo fato de metade do consumo ser abastecido por GNL importado e pela ruptura do fornecimento de gás natural russo após a guerra na Ucrânia.

No Brasil, o custo da molécula chega a ser superior ao verificado na Europa, US\$ 10/MMBtu contra US\$ 9,6/MMBtu, o que parece justificar a reclamação da associação patronal do setor em relação aos elevados preços do energético no Brasil. Chama a atenção, igualmente, o custo de movimentação que, na América do Norte, é estimado em US\$ 0,6/MMBtu, enquanto no Brasil ele está dividido em transporte e distribuição, somando US\$ 4,6/MMBtu; sendo US\$ 2,2/MMBtu para o transporte e US\$ 2,4/MMBtu para a distribuição.

Observe que, nessas informações, não está discriminado o custo de escoamento, justamente o objeto deste estudo. A suposição é que ele esteja incluído no custo da molécula, juntamente com o custo de produção no campo de petróleo e o custo de tratamento na UPGN.

Os maiores custos no Brasil podem ser atribuídos ao fato de o gás natural ser produzido em alto-mar, ser associado e necessário à produção de petróleo e, por fim, tratar-se de um mercado de escala reduzida. Também é importante lembrar que a estrutura de mercado é bastante concentrada e que a privatização substituiu o monopólio da Petrobras por um oligopólio não regulado.

De qualquer modo, o que a ABIQUIM procurou evidenciar é a disparidade dos preços e, em especial, o custo de movimentação no país, muitas vezes mais oneroso que nos exemplos mencionados na Figura 4.5.1. É importante destacar que os números refletem um mercado mundial de gás natural muito diferente do mercado de petróleo. Não existe um preço internacional para o gás, e as disparidades entre eles são bastante significativas. Os preços na Europa costumam ser quatro a cinco vezes maiores que nos Estados Unidos, e os preços nos mercados asiáticos são ainda mais altos.

É precisamente o elevado custo do transporte que, até os dias de hoje, impediu a formação de um mercado mundial de gás natural e, como vimos, também encarece a movimentação do gás natural associado ao petróleo das jazidas do pré-sal. Cabe também destacar a dificuldade encontrada para estimar esses custos e a falta de transparência na decomposição desses custos no Brasil.

No Brasil, a partir de dados coletados pela Argus no início de 2024, pôde-se estimar um custo total da molécula de US\$ 9,8/MMBtu, sem incluir as taxas e os tributos. Este valor foi obtido ao subtrair do preço médio do gás natural no “city-gate” (última válvula de alta pressão da malha de gasodutos de transporte), a tarifa média de transporte (cobrada pelas transportadoras TAG, NTS e TBG das distribuidoras). Assim tem-se: US\$ 12,33/MMBtu - US\$ 2,5/MMBt = US\$ 9,8/MMBtu.

Este valor, que supostamente é o custo total da molécula, pode ser decomposto da seguinte forma: custo do processamento na unidade de tratamento, custo de escoamento do campo e custo de extração do gás natural, ou seja, o custo da produção. Em empresas de O&G, o detalhamento das despesas de capital, dos custos e despesas operacionais não é o disponibilizado publicamente, são informações consideradas estratégicas.

Por conseguinte, diante da falta de transparência que permeia a composição do preço do gás natural no Brasil, abrangendo tanto a precificação em si quanto os custos associados à produção e ao escoamento, os dados apresentados na Tabela 4.5.1 assumem caráter meramente especulativo no que tange à composição desse preço.

Essa falta de clareza motivou diversas entidades, incluindo associações de consumidores e patronais, a se manifestarem por meio de artigos e publicações, alertando para a problemática

em questão. Vale ressaltar que a alienação dos ativos da Petrobras, além de não resultar na tão almejada redução de preços e no aumento da competição, como se previa, ocasionou o agravamento das assimetrias de informação e a intensificação da opacidade nas transações.

Tabela 4.5.1 – Custo da molécula de gás natural a partir do valor de escoamento calculado.

Custo	Valor (US\$/MMBtu)
Produção	4,8
Escoamento	3,2
Tratamento	1,8
Custo Total Molécula	9,8

Fonte: elaboração própria.

É importante destacar que, embora tenha sido realizada uma estimativa a partir dos resultados deste trabalho, não é possível afirmar o custo real praticado pelas empresas atualmente. O que foi identificado por este trabalho é que o custo de escoamento provavelmente se encontra entre US\$ 1,5 e 3,2 US\$/MMBtu.

5 CONCLUSÕES

A realização de um estudo de viabilidade técnico-econômica antes da implementação de projetos, especialmente para aqueles que demandam um alto investimento inicial, é imprescindível para assegurar ao empresário que ele obterá o retorno mínimo pretendido. Dentro desta perspectiva, este trabalho se limitou a fazer um exercício de caráter puramente especulativo sobre a viabilidade de um projeto de escoamento de gás offshore. Não se pretende definir a viabilidade econômica, nem ter estimativas precisas que, como visto, não estão acessíveis e dependem de informações que não estão em domínio público. Assim, a pretensão teve de ser menor, procurando compreender as dificuldades para a realização de projeto desse tipo, além de identificar as variáveis-chave e seus pesos na atratividade do investimento.

O Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno são conceitos convencionais para a feitura de exercícios deste tipo e foram calculados considerando um projeto avaliado de forma isolada. No presente caso, a preocupação inicial disse respeito ao retorno da despesa de capital em até dez anos e considerando um prazo de preparação e

construção de quatro anos. É um tempo razoável para qualquer empreendimento ser comissionado e está conforme à experiência anterior na matéria.

Ocorre, porém, que em países menos desenvolvidos e situados na periferia, como o Brasil, a elevada taxa de juro se mostra como um fator impeditivo para qualquer investimento com prazo de retorno excedendo dez anos. Some-se ao juro alto, o risco cambial, uma vez que o gás será comercializado no país e vendido em reais. Os dois fatores permitem deduzir a difícil engenharia financeira necessária para viabilizar o projeto.

Ademais, como assinalado, existe um elevado custo-oportunidade para as empresas petroleiras. Um investimento de valor pecuniário equivalente permitiria extrair mais petróleo das jazidas do pré-sal, que tem um preço por milhão de Btu nove vezes mais elevado que o gás natural. Por fim, este petróleo de boa qualidade seria escoado por navios do tipo Suezmax, tendo como destino o exterior e, melhor para o investidor, seria faturado em dólar.

Observe que o exercício de avaliação também partiu da premissa que se tratava de um projeto que devia ser atrativo e independente, tanto do que foi investido nos campos a montante, quanto do que foi feito na UPGN a jusante. Ora, normalmente, a construção de um gasoduto deste tipo é realizada pelas próprias concessionárias que assinaram o contrato de desenvolvimento do campo com a ANP e a PPSA.

Mais importante, o projeto de escoar o gás natural deve considerar o plano de produção da reserva e estar previsto desde o começo do desenvolvimento da jazida. A perspectiva das empresas de O & G é de avaliar todos os projetos de forma integrada e, assim, a evitar qualquer incerteza quanto à operação de toda a cadeia produtiva; do poço à venda do gás dentro da especificação ditada pelo regulador.

Do exposto acima, decorre que a tarifa de escoamento não necessariamente precisa gerar um excedente (um VPL maior que zero). Ela deve cobrir o custo do serviço e o custo-oportunidade, além de não encarecer o resultado final, ou o preço final do gás. Nesse caso, a tarifa de escoamento será simplesmente um preço de transferência (supostamente seria uma operação que se passa dentro do mesmo CNPJ). Assim, muito provavelmente, a tarifa fixada será mais próxima daquela que zera o VPL (1,5 US\$/MMBtu), do que do valor calculado de 3,2 US\$/MMBtu.

De qualquer maneira, o exercício permitiu estabelecer uma faixa para a tarifa que parece coerente com as características do empreendimento e com as informações obtidas sobre a decomposição dos custos e a formação dos preços do energético no Brasil. O elevado valor, mesmo para aquele que foi estimado como piso, está condizente com o alto preço final do gás natural e explicita como é oneroso trazê-lo das reservas do pré-sal.

Um segundo aspecto importante da banda relativamente larga para a tarifa de escoamento calculada, entre 1,5 US\$/MMBtu a 3,2 US\$/MMBtu, diz respeito à falta de transparência da formação do preço e dos custos de produção e movimentação do gás natural no Brasil. São numerosos os artigos e publicações das associações de consumidores e patronais que alertam sobre o problema. A alienação dos ativos da Petrobras, além de não trazer menores preços e maior competição, aumentou as assimetrias de informação e a opacidade das transações.

Como podia ser esperado em projetos deste tipo, foi constada a alta sensibilidade do retorno em relação a variáveis como a tarifa de escoamento, a vazão de escoamento e a taxa de desconto aplicada. A importância da última tem de ser levada em conta quando o juro básico do país se encontra em 10,25% ao ano; ainda mais alta do que a considerada no cenário de base.

Tendo em vista a característica do negócio, a operação de um ativo de infraestrutura de transporte, se ele for plenamente ocupado, uma tarifa elevada é capaz de gerar um excedente expressivo. Sem dúvida, isso ressalta a necessidade de maior transparência e estrita regulação da matéria por parte do Estado. A principal contribuição de estudos deste tipo está em justamente em fazer o alerta.

6 REFERÊNCIAS

ABEGÁS. Contribuições Gás para Empregar – Comitê 1. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gas-para-empregar/participacao-social-no-gt-ge/apresentacao-de-contribuicoes-em-evento-promovido-pelo-gt-ge/comite-1/abegas/view>. Acesso em: 04 maio 2024.

ABIQUIM. Reuniões públicas dos Grupos de Trabalho do Programa Gás para Empregar – MME/CNPE. [S. l.], 2023a. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gas-para-empregar/participacao-social-no-gt-ge/apresentacao-de-contribuicoes-em-evento-promovido-pelo-gt-ge/comite-1/abiquim/view>. Acesso em: 04 maio 2024.

ABIQUIM. Reuniões públicas dos Grupos de Trabalho do Programa Gás para Empregar – MME/CNPE. [S. l.], 2023b. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gas-para-empregar/participacao-social-no-gt-ge/apresentacao-de-contribuicoes-em-evento-promovido-pelo-gt-ge/comite-2/abiquim/view>. Acesso em: 04 maio 2024.

ANP. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural. mai. 2024. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjZhZDliMTYtOWIyZi00OGY5LWJkYzItOTQ1MzFjZGMzMNDNkIwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTi0YTytNGI0Mi1iN2VmLTEyNGFmY2FkYzkxMyJ9>>. Acesso em: 11 jul. 2024.

Argus. Boletim Argus Gas Market, no 24-1, Segunda-Feira, 26 de fevereiro de 2024. Argus Media Group.

BRASIL. Lei n.º 11.488, de 15 de junho de 2007. Institui o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura – REIDI e altera a legislação tributária. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 15 jun. 2007. Edição Extra, Seção 1, página 2.

BRASIL. Lei nº 7.689, de 15 de dezembro de 1988. Institui a Contribuição Social sobre o Lucro das Pessoas Jurídicas e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 16 dez. 1988. Seção 1, página 24541.

BRASIL. Lei nº 9.249, de 26 de dezembro de 1995. Altera a legislação do imposto de renda das pessoas jurídicas, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 27 dez. 1995. Seção 1, página 22301.

BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. GÁS PARA O DESENVOLVIMENTO. Rio de Janeiro, 2020. Disponível em: https://www.bnDES.gov.br/wps/portal/site/home/onde-atuamos/infraestrutura/cooperacao_gas. Acesso em: 15 maio 2024.

CAMPOS, N. T.; SARTORI, V. Modelo de valoração de blocos exploratórios. In: Rio Oil & Gas Expo and Conference. Rio de Janeiro, 2008.

DUTRA, Luís E.D. **Capital Petróleo:** A saga da indústria entre guerras, crises e ciclos. Rio de Janeiro: Ed. Garamond, 2019.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE. **Custo de Capital de Projetos de Transporte de Gás Natural no Brasil.** EPE, 2012. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/notas-tecnicas-petroleo-gas-e-biocombustiveis>. Acesso em 04 maio 2024. p. 18.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE. **PIPE 2019 – Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural.** EPE, 2019a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-processamento-e-escoamento-de-gas-natural-pipe-2019>. Acesso em 04 maio 2024. p. 19-26.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE. **INFORME – Custos de Gás Natural no Pré-Sal Brasileiro.** EPE, 2019b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/informe-custos-de-gas-natural-no-pre-sal-brasileiro>. Acesso em: 04 maio 2024. p. 6-13.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE, Ministério de Minas e Energia. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031.** Brasília: MME/EPE, 2022a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2031>. Acesso em 06 junho 2024. p. 151. 154.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE. **PEMAT 2022 – Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário.** EPE, 2022b. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-da-malha-de-transporte-dutoviario-pemat-2022](https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-da-malha-de-transporte-dutoviario-pemat/plano-decenal-de-expansao-da-malha-de-transporte-dutoviario-pemat-2022). Acesso em 06 maio 2024. p. 195-214.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE. **PIPE 2023 – Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural.** EPE, 2023a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-processamento-e-escoamento-de-gas-natural-pipe-2023>. Acesso em 04 maio 2024. p. 14-16.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE. **Custos Operacionais e de Abandono para Projetos de Petróleo e Gás Natural.** EPE, 2023b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-759/NT%20de%20Custos%20Operacionais%20e%20de%20Abandono%20para%20Projetos%20de%20Petr%C3%B3leo%20e%20GN.pdf>. Acesso em 04 maio 2024. p. 6.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE. **RELATÓRIO SÍNTESE – Balanço Energético Nacional.** EPE, 2024. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topicos-715/BEN_S%C3%ADntese_2024.pdf. Acesso em: 04 julho 2024. p. 17.

EPBR, 2023. **Equinor adia Bacalhau, no pré-sal da Bacia de Santos, para 2025.** 09 fevereiro 2023. Disponível em: <https://epbr.com.br/equinor-adia-bacalhau-no-pre-sal-da-bacia-de-santos-para-2025/#:~:text=Sonda%20West%20Saturn%2C%20da%20Seadrill%2C%20contratada%20pela%20Eq>. Acesso em: mar. 2024.

EQUINOR/WITT O'BRIEN'S. Estudo de Impacto Ambiental - EIA: Atividade de Produção do Campo de Carcará – Bacia de Santos. 00. rev., [S. l.], 2019.

EQUINOR/WITT O'BRIEN'S. Estudo de Impacto Ambiental - EIA: Atividade de Produção do Campo de Bacalhau – Bacia de Santos. 01. rev., [S. l.], 2020.

FIRJAN. Gás para Empregar: comitê 1 – disponibilidade do gás natural (exploração e produção – reservatórios e FPSOs). [S. l.], 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gas-para-empregar/participacao-social-no-gt-ge/apresentacao-de-contribuicoes-em-evento-promovido-pelo-gt-ge/comite-1>. Acesso em 04/06/2024.

IBP – Instituto Brasileiro de Petróleo de Gás. Análise IBP - BP Energy Outlook 2022. Disponível em: https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2022/03/analise_ibp-bp-energy-outlook-2022.pdf. Acesso em: 6 jul. 2024.

IBP – Instituto Brasileiro de Petróleo de Gás. Contribuição do IBP para o Comitê 2 do GT Gás para Empregar. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gas-para-empregar/participacao-social-no-gt-ge/apresentacao-de-contribuicoes-em-evento-promovido-pelo-gt-ge/comite-2/ibp/view>. Acesso em: 04 maio 2024.

IBP – Instituto Brasileiro de Petróleo de Gás. Panorama geral do setor de petróleo e gás: uma agenda para o futuro. IBP, 2024. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2024/05/panorama-geral-do-setor-de-og-portugues.pdf>. Acesso em: 25/05/2024. p. 4-10. 14-15.

MATAR, Sami; HATCH, Lewis. Chemistry of Petrochemical Processes. 2^a ed. Houston: Gulf Publishing Company, 2001. p. 1-2.

MARTINS, Eliseu. Contabilidade de Custos. 4. ed. rev. São Paulo: Editora Atlas S.A., 1990. p. 14.

McALLISTER, E.W. Pipeline Rules of Thumb Handbook. 7. ed. Oxford: Elsevier/Gulf Professional Publishing, 2015. p. 583-603.

OECD/IEA (Paris). IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. World Energy Outlook 2023. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>. Acesso em: 15 maio 2024. p. 26.

PETROBRAS. RIMA - Relatório de Impacto Ambiental: Gasoduto Rota 3. [S. l.], 2014. Disponível em: https://licenciamento.ibama.gov.br/Petroleo/Producao/Producao%20-%20Bacia%20de%20Santos%20-%20Gasoduto%20Rota%203%20-%20Petrobras/RIMA%20Revisao%20pós%20PT%20287-14/RIMA_Rota%203_rev02-PT287.pdf. Acesso em: 10 jun. 2024.

PETROBRAS. Caderno do Clima 2024. [S. l.], 2024. Disponível em: https://issuu.com/estantepetrobras/docs/petrobras_caderno_clima_2024. Acesso em: 11 jul. 2024. p. 48.

PUCCINI, Ernesto. **Matemática Financeira e Análise de Investimentos**. Volume 1. – Florianópolis: Departamento de Ciências da Administração / UFSC; Brasília: CAPES: UAB, 2011. p. 17-25. 71-98.

ROSS, Stephan; WESTERFIELD, Randolph; JAFFE, Jaffe. **Administração Financeira: Corporate Finance**. São Paulo: Ed Atlas S.A., 2002.

TEIXEIRA, Cássio; MENDES, André; COSTA, Ricardo; ROCIO, Marco; PRATES, Haroldo. **Gás natural – um combustível chave para uma economia de baixo carbono**. BNDES Setorial, Rio de Janeiro, v. 27, n. 53, p. 131-175, mar. 2021.

UNIDO – United Nations Industrial Development Organization. **Manual for Evaluation of Industrial Projects**. Vienna: [s. n.], 1986. p. 34-35. 40-42.

WAHAB, Zayd. **Upstream costs continue to rise with only limited relief from lower material prices**. [S. l.], 2022. Disponível em:
<https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/ci/research-analysis/upstream-costs-continue-to-rise-with-only-limited-relief-from-.html>. Acesso em: 25 jun. 2024.

WAHAB, Zayd. **Economic Headwinds Halt Upstream Cost Inflation**. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/ci/research-analysis/economic-headwinds-halt-upstream-cost-inflation.html>. Acesso em: 25 jun. 2024.

APÊNDICE A – Demonstrativo de Resultado de Exercício do Projeto

APÊNDICE B – Fluxo de Caixa do Projeto

(US\$ MM)	Construção Gasoduto				Operação								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Receita líquida	-	-	-	-	437,7	437,7	525,3	525,3	525,3	525,3	525,3	525,3	525,3
Empréstimo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Capital de giro final	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Σ Ingressos	-	-	-	-	437,7	437,7	525,3	525,3	525,3	525,3	525,3	525,3	525,3
Investimento	270,9	270,9	270,9	270,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-
K de giro inicial	5,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo de operação e manutenção	-	-	-	-	43,8	43,8	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5
Despesas gerais e administrativas	-	-	-	-	21,9	21,9	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3
Fundo de Abandono	-	-	-	-	4,4	4,4	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
Juros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortização Financiamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IR	-	-	-	-	106,6	106,6	131,6	131,6	131,6	131,6	131,6	131,6	131,6
Σ Saídas	276,3	270,9	270,9	270,9	176,6	176,6	215,6	215,6	215,6	215,6	215,6	215,6	215,6
Fluxo de Caixa Simples	(276,3)	(270,9)	(270,9)	(270,9)	261,1	261,1	309,6	309,6	309,6	309,6	309,6	309,6	309,6
Fluxo de Caixa Simples Acumulado	(276,3)	(547,2)	(818,0)	(1.088,9)	(827,8)	(566,7)	(257,1)	52,6	362,2	671,9	981,5	1.291,1	1.600,8
Fluxo de Caixa Descontado	(276,3)	(246,2)	(223,9)	(203,5)	178,3	162,1	174,8	158,9	144,4	131,3	119,4	108,5	98,7
Fluxo de Caixa Descontado Acumulado	(276,3)	(522,5)	(746,4)	(949,9)	(771,6)	(609,4)	(434,7)	(275,8)	(131,3)	0,0	119,4	227,9	326,6

(US\$ MM)	Operação										
	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Receita líquida	525,3	525,3	525,3	525,3	525,3	525,3	525,3	525,3	525,3	525,3	525,3
Empréstimo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Capital de giro final	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	48,5
Σ Ingressos	525,3	525,3	525,3	525,3	525,3	525,3	525,3	525,3	525,3	525,3	573,8
Investimento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
K de giro inicial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo de operação e manutenção	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5
Despesas gerais e administrativas	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3
Fundo de Abandono	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
Juros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortização Financiamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IR	131,6	131,6	131,6	131,6	131,6	131,6	131,6	131,6	131,6	131,6	131,6
Σ Saídas	215,6	215,6	215,6	215,6	215,6	215,6	215,6	215,6	215,6	215,6	215,6
Fluxo de Caixa Simples	309,6	309,6	309,6	309,6	309,6	309,6	309,6	309,6	309,6	309,6	358,1
Fluxo de Caixa Simples Acumulado	1.910, 4	2.220, 0	2.529, 7	2.839, 3	3.149, 0	3.458, 6	3.768, 2	4.077, 9	4.387, 5	4.697, 2	5.055, 3
Fluxo de Caixa Descontado	89,7	81,5	74,1	67,4	61,3	55,7	50,6	46,0	41,8	38,0	40,0
Fluxo de Caixa Descontado Acumulado	416,3	497,8	571,9	639,3	700,6	756,3	806,9	852,9	894,8	932,8	972,8