

MARCEL JUN TAKARA

**MODELAGEM DO CUSTO NIVELADO DE
LÍTIO RECUPERADO DE ÁGUA PRODUZIDA
SOB INCERTEZA**

Trabalho de formatura apresentado à
Escola Politécnica da Universidade de
São Paulo para obtenção do Diploma de
Engenheiro de Produção.

São Paulo
2025

MARCEL JUN TAKARA

**MODELAGEM DO CUSTO NIVELADO DE
LÍTIO RECUPERADO DE ÁGUA PRODUZIDA
SOB INCERTEZA**

Trabalho de formatura apresentado à
Escola Politécnica da Universidade de
São Paulo para obtenção do Diploma de
Engenheiro de Produção.

Orientador: Prof. João Marcelo Leal
Gomes Leite

São Paulo
2025

"A matemática é a linguagem com a qual Deus escreveu o universo."

Galileo Galilei

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, cuja graça, força e bondade me acompanharam em toda esta jornada. Nos momentos de incerteza, nos desafios e nas decisões difíceis, encontrei amparo e clareza em Sua presença. Nada disso teria sido possível sem Ele.

Ao meu orientador, Prof. João Marcelo Leal Gomes Leite, expresso minha sincera gratidão. Seu apoio, conhecimento e dedicação foram fundamentais para o desenvolvimento deste trabalho. Agradeço pela paciência, pelas discussões valiosas e pela confiança depositada em mim ao longo deste processo. Sua orientação contribuiu profundamente para o meu crescimento acadêmico e profissional.

À minha família, deixo meu agradecimento mais especial. Cada conquista da minha vida nasce do amor, dos valores e do apoio incondicional que sempre recebi de vocês. Obrigado por acreditarem em mim, por celebrarem minhas vitórias e por permanecerem ao meu lado nos momentos mais difíceis.

Aos meus amigos, sou grato pela parceria e pela presença constante durante esta caminhada. Obrigado por compartilharem comigo os momentos de tensão, de estudo, de descontração e de alegria. Sou abençoado de ter vivido esta fase com pessoas tão especiais, que levo comigo mesmo quando nossos caminhos seguirem direções diferentes.

RESUMO

A crescente demanda global por lítio, impulsionada principalmente pela expansão dos veículos elétricos e pela necessidade de sistemas eficientes de armazenamento de energia, tem estimulado a busca por fontes alternativas e sustentáveis do mineral. Entre essas rotas emergentes, destaca-se a recuperação de lítio a partir da água produzida da indústria de petróleo, um efluente gerado em grandes volumes e frequentemente descartado ou reinjetado. Este trabalho tem como objetivo avaliar a viabilidade econômico-financeira da extração de lítio a partir da água produzida, empregando a metodologia do Custo Nivelado do Lítio (LCOL). Para isso, foram desenvolvidos três cenários distintos (onshore, offshore com aluguel de embarcação e offshore com aquisição da embarcação) incorporando parâmetros operacionais, estimativas de custo e uma modelagem financeira. Em seguida, foram realizadas análises de cenário e simulações de Monte Carlo para quantificar o impacto da variabilidade de fatores como a concentração de lítio na água produzida e os custos de operação. Os resultados indicam que o cenário onshore apresenta forte potencial econômico, com LCOL de aproximadamente US\$ 5,68/kg, valor inferior ao preço de referência do carbonato de lítio em 2025. Em contraste, os cenários offshore apresentaram custos significativamente mais elevados, inviabilizando economicamente a produção nas condições de referência, embora se tornem viáveis quando integrados a uma etapa prévia de osmose reversa com elevada redução de volume. O estudo identifica que a recuperação de lítio a partir de água produzida pode representar uma rota tecnicamente promissora e economicamente competitiva em ambientes onshore ou em operações offshore com estratégias de pré-concentração do efluente.

Palavras-Chave - Lítio, Água Produzida, Osmose Reversa, Custo Nivelado, Monte Carlo, Viabilidade Econômica.

ABSTRACT

The growing global demand for lithium, driven primarily by the expansion of electric vehicles and the need for efficient energy storage systems, has intensified the search for alternative and sustainable sources of the mineral. Among these emerging routes, the recovery of lithium from produced water in the oil and gas industry stands out, as this effluent is generated in large volumes and is often discarded or reinjected. This study aims to evaluate the economic feasibility of extracting lithium from produced water using the Levelized Cost of Lithium (LCOL) methodology. Three distinct scenarios were developed—onshore, offshore with vessel chartering, and offshore with vessel acquisition—incorporating operational parameters, cost estimates, and financial modeling. Scenario analyses and Monte Carlo simulations were then performed to quantify the impact of uncertainties such as lithium concentration in produced water and operational costs. The results indicate that the onshore scenario presents strong economic potential, with an LCOL of approximately US\$5.68/kg, a value below the 2025 reference price of lithium carbonate. In contrast, the offshore scenarios exhibited significantly higher costs, rendering production economically unfeasible under baseline assumptions, although feasibility can be achieved when integrating a preliminary reverse osmosis stage capable of substantial volume reduction. The study concludes that lithium recovery from produced water may represent a technically promising and economically competitive pathway in onshore environments or in offshore operations that incorporate effective pre-concentration strategies.

Keywords – Lithium, Produced Water, Reverse Osmosis, Levelized Cost, Monte Carlo, Economic Feasibility.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

1	Uso final global do mercado para o Lítio.	19
2	Matriz de criticidade dos minérios para o período de 2025-2035. .	20
3	Projeções de produção de lítio por setor até 2040.	21
4	Projeções de demanda de lítio por setor até 2050.	21
5	Preço histórico do carbonato de lítio grau bateria de 2020 até começo de 2024 em (USD/ton).	22
6	Mudanças típicas nas vazões de água produzida ao longo da vida útil de um poço produtor de hidrocarbonetos convencional. . . .	26
7	Fluxograma desenvolvido para a recuperação de Li_2CO_3 em grau industrial (LIU et al., 2022).	29
8	Exemplo de procedimento de extração de lítio por solvente usando TBP (tri-butil fosfato)-FeCl3 (LIU et al., 2022).	30
9	Nanofiltração para separação de lítio a partir de soluções aquosas.	31
10	Fluxograma das principais variáveis na equação de LCOL para o cenário onshore.	44
11	Fluxograma das variáveis na equação de LCOL para o cenário offshore com aluguel de navios.	47
12	Fluxograma das variáveis na equação de LCOL para o cenário offshore com aquisição de navios.	49
13	Análise de cenário: Impacto da seletividade da membrana para o LCOL.	66
14	Análise de cenário: Impacto dos custos operacionais para o LCOL. .	67
15	Análise de cenário: Impacto do custo de aluguel da embarcação para o LCOL.	68
16	Análise de cenário: Impacto do custo de aquisição da embarcação para o LCOL.	69

17	Análise de cenário: Impacto do custo de operação com o navio para o LCOL.	70
18	Análise de cenário: Impacto de adição de uma etapa prévia de osmose reversa para o LCOL.	71
19	Análise de Monte Carlo: Distribuição do LCOL variando a concentração de lítio na água produzida.	72
20	Análise de Monte Carlo: Distribuição do LCOL variando o volume de água produzida.	73

LISTA DE TABELAS

1	Projeções de preço do carbonato de lítio grau bateria (US\$/t) segundo GLJ (2025)	23
2	Vantagens e desvantagens de cada tecnologia de separação por membrana (NIKKHAH et al., 2024).	32
3	Definição das variáveis utilizadas nas equações do LCOL onshore .	46
4	Definição das variáveis adicionais do LCOL offshore (aluguel) . . .	48
5	Definição das variáveis do LCOL offshore (aquisição de embarcação)	51
6	Parâmetros de Entrada para a Modelagem	52
7	Volume de Produção em Intervalos de 5 Anos	53
8	Parâmetros Adicionais para o Cenário Offshore (Aluguel)	54
9	Parâmetros Adicionais para o Cenário Offshore (Aquisição)	55
10	Variáveis consideradas nas análises de cenário e nas simulações de Monte Carlo.	57
11	Distribuições de probabilidade e parâmetros utilizados nas simulações de Monte Carlo.	61

SUMÁRIO

Agradecimentos	6
Resumo	7
Abstract	8
Lista de Ilustrações	9
Lista de Tabelas	11
1 INTRODUÇÃO	15
1.1 Descrição do Problema	16
1.2 Objetivo do Trabalho	16
1.3 Estrutura do Trabalho	17
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	18
2.1 Lítio	18
2.1.1 Mercado do Lítio	18
2.1.2 Previsão do Preço do Lítio	22
2.2 Água Produzida	23
2.2.1 Características	24
2.2.2 Quantificação e a Relação Água-Óleo (RAO)	25
2.2.3 Gestão e Tratamento	27
2.3 Tecnologias de extração do Lítio a partir da água produzida	27
2.3.1 Principais Tecnologias	27
2.3.2 Tecnologias de membrana	30

	13
2.3.3 Membrana de Osmose Reversa	33
2.4 Levelized Cost	34
2.4.1 Conceitos Gerais	34
2.4.2 Definição	36
2.4.2.1 Método DESNZ	37
2.4.2.2 Método NREL	38
2.5 Monte Carlo	39
3 METODOLOGIA	42
3.1 Modelagem Matemática	43
3.1.1 Cenário Onshore	44
3.1.2 Cenário Offshore com Aluguel do Navio	47
3.1.3 Cenário Offshore com Aquisição do Navio	49
3.2 Levantamento de Dados	52
3.2.1 Cenário onshore	52
3.2.2 Cenário offshore	54
3.2.2.1 Aluguel da Embarcação	54
3.2.2.2 Simulação de aquisição do navio	55
3.2.3 Análises de Cenário e Simulações de Monte Carlo	56
3.2.3.1 Análise de Cenários	58
3.2.3.2 Análise de Monte Carlo	61
4 RESULTADOS	63
4.1 Cenário onshore	63
4.2 Cenário offshore	64
4.3 Análises de Cenário	65
4.3.1 Onshore: Seletividade da membrana	66

4.3.2	Onshore: Infra OPEX	67
4.3.3	Offshore: Preço de aluguel da embarcação	67
4.3.4	Offshore: Preço de aquisição da embarcação	68
4.3.5	Offshore: Infra OPEX _{Navio}	69
4.3.6	Offshore: Inclusão de etapa prévia de osmose reversa	70
4.4	Análise de Monte Carlo	71
4.4.1	Onshore: Concentração de lítio	72
4.4.2	Onshore: Volume de água produzida	73
5	Conclusão	74
Referências		77

1 INTRODUÇÃO

A crescente demanda mundial por lítio, especialmente impulsionada pela expansão dos veículos elétricos e pela necessidade de soluções eficientes de armazenamento de energia, tem despertado o interesse por fontes alternativas desse mineral estratégico. O lítio desempenha um papel central na transição energética global, e sua produção sustentável é um dos principais desafios enfrentados pela indústria. Esse aumento crescente da demanda do lítio projeta um consumo de 500.000 toneladas anualmente, representando um déficit da matéria-prima até 2030 (SCHEYDER, 2024). Em 2024, o valor de consumo foi de 220.000 toneladas (JASKULA, 2025).

Paralelamente, a produção de lítio a partir de um subproduto obtido na exploração de petróleo tem se destacado como uma oportunidade promissora. Durante a extração de petróleo, as reservas contêm uma mistura de água, óleo, gás, impurezas e contaminantes. A água é separada do óleo e do gás para ser descartada, reutilizada ou reinjetada nos reservatórios. Quando reinjetada, essa água se mistura à água de formação e aos hidrocarbonetos, passando a ser chamada de água produzida (JÚNIOR; SILVA; RUZENE, 2015). Em campos maduros, a água produzida pode representar até 98% do volume extraído, enquanto a produção de petróleo corresponde a apenas 2% (AMAKIRI et al., 2022).

As águas produzidas contêm lítio em concentrações que variam significativamente. Algumas apresentam níveis industriais do mineral (PEIRÓ; MéNDEZ; AYRES, 2013), como na Formação Marcellus, nos Estados Unidos, onde os teores variam de 4 a 202 mg/L, com média de 95 mg/L (XIE et al., 2022). Outro exemplo pode ser encontrado no nordeste da Pensilvânia, onde as concentrações de lítio apresentam intervalo interquartil entre 139 e 267 mg/L (MACKEY et al., 2024). Além disso, estima-se que a indústria gere cerca de 250 milhões de barris de água produzida por dia, equivalentes a aproximadamente 39,75 bilhões de litros diários

(Lithium Harvest, 2025). Dessa forma, ao considerar uma concentração média de 149 mg/L de lítio e a produção mencionada de água produzida diária, é possível estimar o potencial de produção de lítio a partir dessa água em cerca de 5.922,8 toneladas por dia. Para efeito de comparação, a produção mundial de lítio em 2024 foi de 240.000 toneladas (Statista, 2025). Isso significa que, em apenas 41 dias de aproveitamento do lítio presente na água produzida, seria possível superar a produção global anual do mineral, evidenciando o enorme potencial dessa fonte alternativa para atender à crescente demanda.

1.1 Descrição do Problema

O problema a ser tratado nesse trabalho parte da importância do lítio no cenário mundial explicitada na seção anterior. Dessa forma, a extração do lítio da água produzida possui desafios tecnológicos e econômicos que precisam ser avaliados. As tecnologias de extração direta de lítio (DLE) ainda se encontram em estágio emergente, apresentando processos imaturos e custos elevados de capital (CAPEX) e operação (OPEX) que podem superar US\$ 4.000 por tonelada de carbonato de lítio equivalente (LIU et al., 2023). Além disso, as flutuações históricas e projetadas no preço do lítio, que chegou a US\$ 80.000 por tonelada em picos de escassez em 2022 e já em 2023 girava em torno de US\$ 15.000, trazem incerteza aos cálculos de Valor Presente Líquido (GOLDEN, 2024). Em suma, o problema consiste em conseguir incorporar de forma integrada todos esses elementos desde a caracterização da matéria-prima até as variáveis de mercado, regulatórias e operacionais considerando todas as suas incertezas e flutuações a fim de entender a viabilidade econômica da operação.

1.2 Objetivo do Trabalho

O objetivo deste trabalho é avaliar a viabilidade econômico-financeira da extração de lítio a partir da água produzida na indústria do petróleo, adotando como métrica principal o Custo Nivelado do Lítio (LCOL). O LCOL representa o custo médio ao longo da vida do projeto por unidade de lítio recuperada (US\$/kg), calculado como a razão entre o valor presente dos custos (CAPEX e OPEX pertinentes) e o valor presente da produção de lítio estimada a partir da vazão de água,

teor de lítio e eficiências de separação. Esses custos serão comparados ao preço médio de mercado do lítio para identificar faixas de rentabilidade e pontos de equilíbrio econômico. Em seguida, serão aplicadas Análises de Cenário e a Simulação de Monte Carlo para incorporar a variabilidade nos principais parâmetros e gerar distribuições probabilísticas do próprio LCOL.

1.3 Estrutura do Trabalho

A partir do problema e dos objetivos do trabalho, estarão dentro do escopo um estudo de caso ou análise financeira baseada em dados técnicos sobre os volumes e a composição da água produzida, a modelagem detalhada dos custos de extração e tratamento desse efluente e a aplicação de métodos financeiros e simulação de Monte Carlo para avaliar cenários de viabilidade. Por outro lado, não farão parte deste trabalho avaliações químicas nem estudos de engenharia de processos industriais, tampouco análises regulatórias ambientais ou investigações geológicas detalhadas, pois tais temas exigiriam escopo e expertise específicos que ultrapassam os limites definidos para este projeto.

O trabalho organiza-se em cinco partes articuladas. Inicia com a Introdução, que enquadra o problema no panorama tecnológico, econômico e ambiental da indústria do petróleo e explicita os objetivos de recuperar lítio da água produzida e avaliar sua viabilidade. Em seguida, a Revisão Bibliográfica sintetiza a literatura sobre mercado de lítio, características da água produzida e rotas de extração, além de fundamentos de custo nivelado e incerteza. A Metodologia descreve a formulação do Custo Nivelado do Lítio (LCOL), as bases de dados e hipóteses, a construção de cenários onshore/offshore e os procedimentos de análise de cenários e simulação de Monte Carlo. Os Resultados apresentam o caso-base e as variações de cenário, reportando valores e distribuições do LCOL e sua relação com preços de mercado. Por fim, a Conclusão discute implicações gerenciais e técnicas, limitações do estudo e oportunidades de pesquisa futura.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Esta parte do trabalho será estruturada em cinco seções principais. A primeira abordará o panorama do mercado e a importância do lítio na década de 2020. Em seguida, a segunda seção será dedicada à caracterização da água produzida. A terceira seção apresentará uma revisão bibliográfica das principais tecnologias disponíveis para a extração de lítio a partir desse tipo de água. Na quarta seção, será introduzido o conceito de Levelized Cost, a metodologia adotada para a análise financeira e o cálculo do custo médio da produção de lítio. Por fim, a quinta seção abordará a metodologia de Simulação de Monte Carlo, que será aplicada em conjunto com o Levelized Cost para possibilitar uma análise estocástica do processo de extração de lítio a partir da água produzida.

2.1 Lítio

O lítio tem exercido um papel fundamental na economia mundial de produção de energia nas últimas décadas. Apesar de ser o 25º elemento mais abundante na Terra, é valorizado por suas propriedades únicas: baixa densidade (0.534 g/cm^3), baixo potencial eletroquímico (-3,045 V) e alta capacidade térmica específica. Essas características tornam o lítio ideal para a fabricação de baterias primárias (descarga única) e secundárias (recarregáveis).

2.1.1 Mercado do Lítio

As baterias de íons de lítio (LIBs) são amplamente utilizadas em eletrônicos portáteis, veículos elétricos e híbridos, e em redes inteligentes de armazenamento de energia, devido à sua alta densidade de energia e durabilidade (400 a 1200 ciclos) (BAUDINO et al., 2022). É esperado que o mercado global de baterias de lítio cresça de \$40,5 bilhões em 2020 para \$116,5 bilhões em 2030 (ZHANG et

al., 2024).

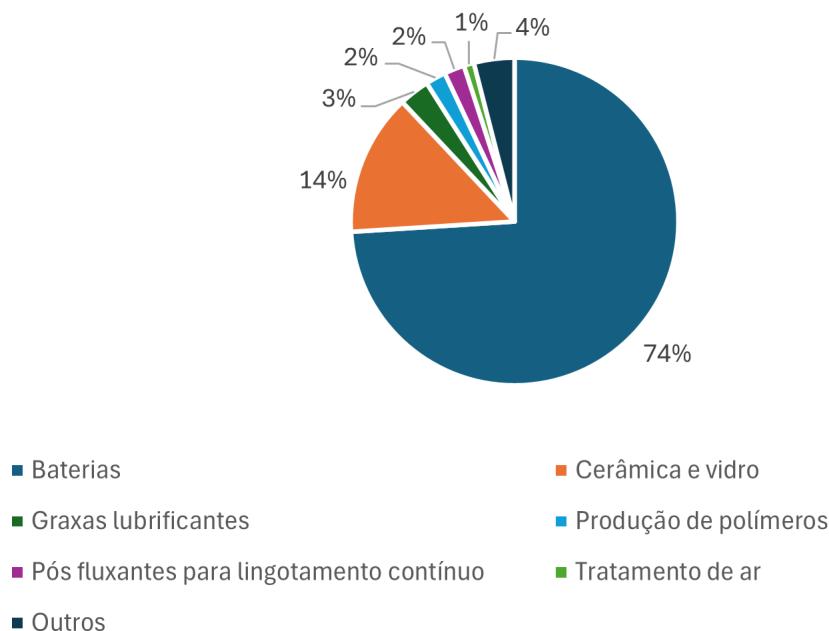


Figura 1 – Uso final global do mercado para o Lítio.

Além do mercado de baterias, o lítio também é utilizado na fabricação de cerâmicas e vidros, ligas de alumínio para a indústria aeroespacial, graxas e lubrificantes de alto desempenho, sistemas de ar condicionado, polímeros, medicamentos para transtorno bipolar e até como combustível nuclear (BAUDINO et al., 2022).

O lítio é considerado um dos minerais mais importantes para o processo de transição energética dado sua capacidade de armazenar e liberar energia em baterias. Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA), metade do aumento na demanda por minerais virá de veículos elétricos e baterias, e o uso de lítio pode crescer até 51 vezes até 2040, ultrapassando 10 milhões de toneladas por ano (SINGH, 2025).

O preço do mercado de lítio possui um histórico de grande volatilidade, principalmente no passado mais recente devido a flutuações nas ofertas e nas demandas. Após um pico de aproximadamente US\$ 77.041 por tonelada no final de 2022, os preços do carbonato de lítio sofreram uma queda drástica, chegando a cerca de US\$ 9.655 por tonelada no final de 2024, uma retração de 87%. Em 2025, os preços continuaram em níveis baixos, com o carbonato de lítio caindo para US\$ 9.147 por tonelada, uma queda de 72% em relação a 2023. Essa queda acentu-

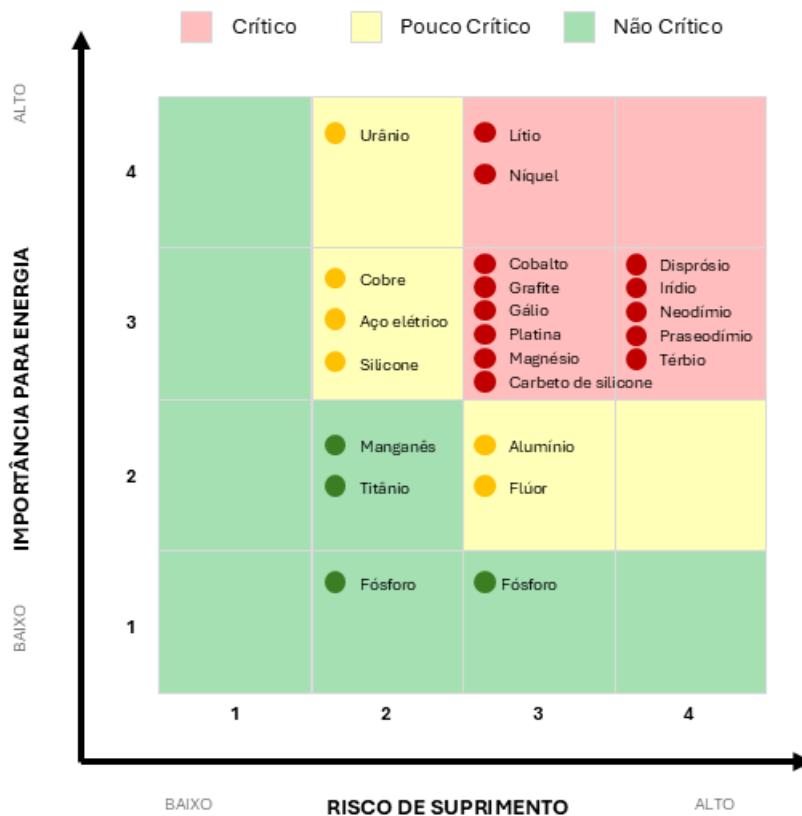


Figura 2 – Matriz de criticidade dos minérios para o período de 2025-2035.

ada é atribuída a três principais fatores. Primeiramente, um aumento expressivo da oferta global, com a China consolidando sua liderança como maior produtora (cerca de 64% da produção mundial), expandindo sua capacidade de refino e com um CAGR previsto para a produção de lítio de 10% ao ano até 2030. Em segundo lugar, a demanda por veículos elétricos (EVs) cresceu em ritmo menor do que o previsto, influenciada por incertezas econômicas e retração temporária no consumo global. E por último, formou-se um excesso de estoque em diversos mercados devido a uma superestimação da demanda por lítio, pressionando ainda mais os preços para baixo.

Como resposta a essa queda a partir de 2022, diversos produtores começaram a adotar uma postura mais conservadora: projetos de expansão foram suspensos ou postergados, como o caso da mina Greenbushes, na Austrália, e de refinadoras chinesas ligadas à CATL, que reduziram temporariamente a produção. Essa desaceleração na oferta, contudo, pode levar a um novo cenário de déficit de lítio já nos próximos anos. Em 2023, o mercado ainda registrou um pequeno excedente

(cerca de 11 mil toneladas), mas a previsão para 2030 é de uma demanda de 472 mil toneladas, frente a uma oferta estimada de 373 mil toneladas, gerando um déficit de 97 mil toneladas. Até 2040, esse déficit pode ultrapassar 600 mil toneladas, o que indica uma pressão altista sobre os preços no médio e longo prazo.

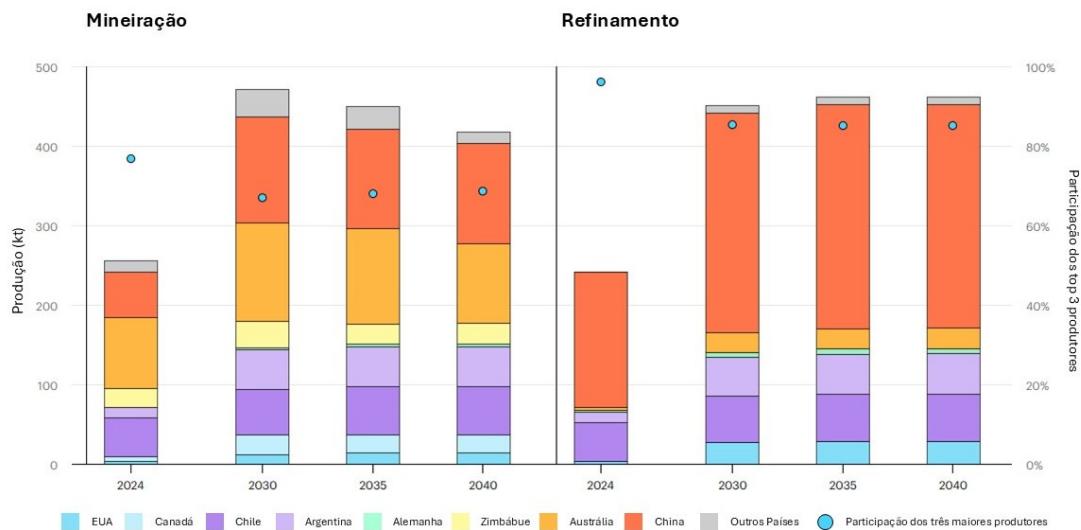


Figura 3 – Projeções de produção de lítio por setor até 2040.

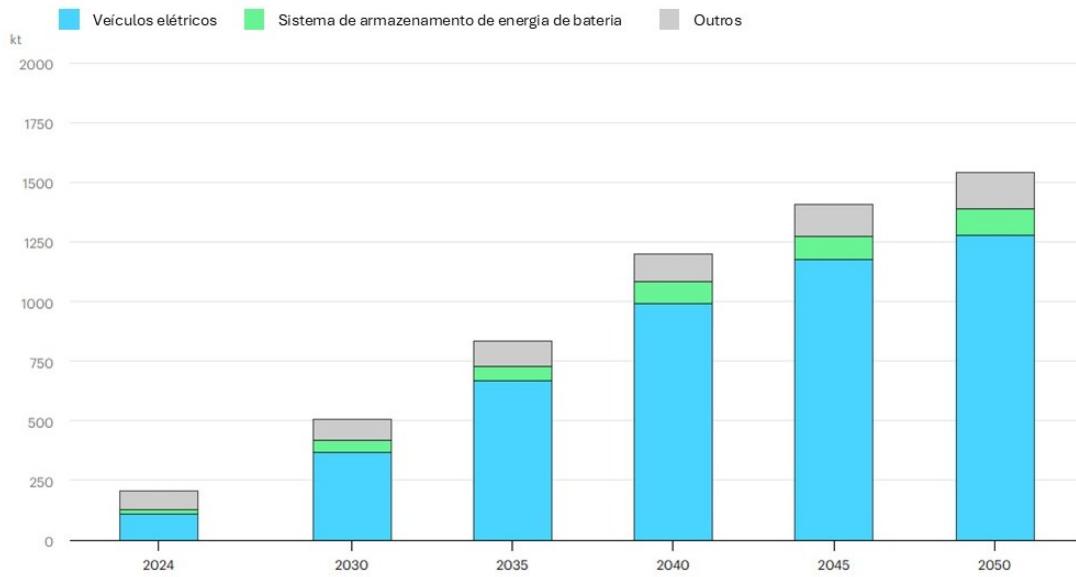


Figura 4 – Projeções de demanda de lítio por setor até 2050.

No lado da demanda, os veículos elétricos permanecem como o principal motor de crescimento. Em 2024, as vendas globais de EVs atingiram quase 17 milhões de unidades, contra apenas 3 milhões em 2020, um crescimento com taxa com-

posta anual de cerca de 50%. Atualmente, os EVs representam mais da metade do consumo global de lítio, e estima-se que essa participação suba para 75% até 2030. Outro setor promissor é o de armazenamento de energia (grid storage), sistemas ligados ao sistema elétrico para armazenar energia quando há excesso e liberá-la em picos de demanda ou emergências cuja capacidade global deverá crescer de 27 GW em 2021 para 411 GW em 2030, impulsionada por políticas como o Inflation Reduction Act (EUA) e o REPowerEU (União Europeia), que incentivam investimentos em energia limpa e segurança energética. Dessa forma, apesar da recente desaceleração nos preços, os fundamentos de longo prazo permanecem sólidos para o mercado de lítio. A expectativa é de que a combinação entre redução de oferta, aumento da demanda por EVs e sistemas de armazenamento, além de incentivos governamentais, leve a uma recuperação gradual dos preços nos próximos anos (SINGH, 2025).

2.1.2 Previsão do Preço do Lítio

O preço do carbonato de lítio grau bateria (Li_2CO_3), referência para a indústria de baterias, tem apresentado elevada volatilidade nos últimos anos. Após atingir níveis recordes próximos de US\$ 80.000/tonelada em 2022, devido a um forte descompasso entre oferta e demanda, o mercado passou por uma correção acentuada. Em 2023, os preços recuaram para patamares próximos de US\$ 15.000/tonelada, estabilizando-se em 2024 entre US\$ 9.000 e 10.000/tonelada.



Figura 5 – Preço histórico do carbonato de lítio grau bateria de 2020 até começo de 2024 em (USD/ton).

Para as projeções futuras, diferentes casas de análise apresentam cenários divergentes. De acordo com a GLJ Petroleum Consultants (2025), o mercado deve permanecer volátil, mas com tendência de recuperação no médio prazo. A consultoria apresenta três cenários: no cenário base, os preços médios são estimados em cerca de US\$ 11.000/tonelada em 2025, com crescimento gradual até US\$ 13.000–14.000/tonelada em 2030; no cenário mais caro, uma recuperação mais acelerada da demanda, aliada a restrições de oferta, pode elevar os preços para a faixa de US\$ 15.000–17.000/tonelada em 2030; já no cenário mais barato, caso haja excesso de oferta sustentado, os preços podem permanecer em torno de US\$ 9.000/tonelada ao longo do período, retardando novos investimentos (GLJ, 2024).

A Tabela 1 apresenta a curva de preços projetada pela GLJ até 2030.

Tabela 1 – Projeções de preço do carbonato de lítio grau bateria (US\$/t) segundo GLJ (2025).

Ano	Cenário Base	Cenário Alto	Cenário Baixo
2025	12.000	14.000	8.850
2026	13.500	18.000	9.250
2027	16.000	22.000	9.500
2028	19.000	30.500	11.000
2029	24.000	45.000	14.000
2030	30.000	60.000	17.000
2031 em diante	+2,0%/ano	+2,0%/ano	+2,0%/ano

2.2 Água Produzida

A água produzida (OPW, do inglês Oil Produced Water) representa o maior fluxo de resíduo líquido gerado pela indústria de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural.

O petróleo é uma mistura complexa de hidrocarbonetos cujas características físico-químicas variam amplamente de acordo com as condições geológicas em que se formou. Essas variações originam diferentes tipos de óleo, que podem ser predominantemente parafínicos, naftênicos ou aromáticos, além de conter compostos sulfurados, nitrogenados, oxigenados e traços de metais.

O petróleo bruto geralmente é extraído acompanhado de substâncias que

não fazem parte de sua composição original, como água, matéria inorgânica e gases. Durante o processamento do petróleo, há geração de grandes volumes de efluentes com alto teor de hidrocarbonetos. Sem o devido tratamento, esses efluentes podem causar impactos ambientais significativos. Dentre eles, destaca-se a água produzida como a principal fração.

A quantidade de água associada ao petróleo varia conforme diversos fatores, incluindo as características do reservatório e a tecnologia utilizada na extração. De modo geral, plataformas de gás natural tendem a gerar volumes menores de água, porém com elevadas concentrações de contaminantes orgânicos. Já plataformas de petróleo frequentemente produzem volumes expressivos de água (FERREIRA et al., 2016).

2.2.1 Características

A água produzida é formalmente definida como a água que emerge à superfície juntamente com o petróleo e o gás natural durante as atividades de produção (SILVA et al., 2019). Este efluente é, na realidade, uma mistura que pode incluir a água de formação do poço (água conata), água de injeção usada em processos de recuperação secundária e água de condensação, conceitos que serão melhor explicados a seguir.

A água de formação representa a principal fração da água produzida durante a extração de petróleo. Trata-se de água do mar ou doce aprisionados há milhões de anos em reservatórios geológicos compostos por rochas sedimentares porosas, localizados entre camadas de rochas impermeáveis no interior da crosta terrestre (FERREIRA et al., 2016). Este contato próximo e prolongado com as rochas do reservatório e com o óleo cru é a principal razão para sua composição química única e altamente mineralizada, que inclui uma vasta gama de sais dissolvidos, metais e compostos orgânicos (TEIXEIRA, 2007).

A segunda fonte, a água de injeção, é a água bombeada externamente para dentro dos reservatórios, especialmente em operações offshore, onde a água do mar é comumente utilizada. Esta prática, conhecida como recuperação secundária ou recuperação avançada de óleo (EOR, do inglês Enhanced Oil Recovery), tem um duplo propósito: manter a pressão interna do reservatório, que diminui à medida que os hidrocarbonetos são extraídos, e extrair o óleo remanescente,

deslocando-o em direção aos poços produtores para maximizar a extração (M&S, 2024). Inevitavelmente, esta água injetada se mistura com a água de formação e é coproduzida, tornando-se um componente integral do fluxo final de água produzida.

A água produzida tem origem nos processos de extração e produção de petróleo, e suas características estão diretamente associadas às condições ambientais e geológicas do reservatório. Durante milhões de anos, a convivência prolongada entre água e óleo no interior dos reservatórios favoreceu a solubilização de compostos orgânicos na fase aquosa. Além disso, ela geralmente apresenta alta salinidade, partículas de óleo em suspensão, aditivos químicos utilizados nos diversos estágios do processo de produção, além de metais pesados e, em alguns casos, traços de radioatividade. Essa composição complexa torna seu descarte um desafio ambiental significativo, agravado pelo grande volume gerado durante a operação dos poços (FERREIRA et al., 2016).

Vale ressaltar que com o avanço da produção, os poços tendem a entrar em estágio de maturidade, fase em que ocorre uma redução significativa na extração de óleo e/ou gás, acompanhada por um aumento substancial na produção de água. Em poços maduros, a água pode representar mais de 95% do volume total de fluidos extraídos (SILVA et al., 2019).

2.2.2 Quantificação e a Relação Água-Óleo (RAO)

Assim como já foi mencionado, à medida que os campos de petróleo amadurecem, a proporção de água produzida tende a aumentar. Dessa forma, a quantificação precisa e a previsão da água produzida são essenciais para a indústria de petróleo e gás.

A análise da Razão Água-Óleo (RAO) e da curva de produção ao longo do tempo são ferramentas cruciais nesse contexto. A RAO, definida como a razão entre a vazão de água (q_w) e a vazão de óleo (q_o), é um indicador chave do desempenho de um poço e de um reservatório. A análise de sua tendência permite prever o comportamento futuro da produção de fluidos e estimar as reservas recuperáveis de óleo.

A metodologia consiste em plotar a RAO (ou $RAO+1$) em função da produção

acumulada de óleo em um gráfico semilogarítmico. A utilização de $RAO + 1$ é vantajosa em situações em que a produção de água é zero, permitindo a inclusão desses períodos na análise. A identificação de uma tendência linear nesses gráficos permite a sua extração para o futuro, fornecendo uma previsão da evolução da produção de água (IHS Markit, 2020).

$$RAO = \frac{q_w}{q_o} \quad (2.1)$$

$$RAO + 1 = \frac{q_w + q_o}{q_o} \quad (2.2)$$

Ao longo da vida de um poço, a Razão Água-Óleo, ou a parcela de água no fluido que é produzido, continua a crescer, assim como pode ser visto na imagem abaixo (NABZAR et al., 2010).

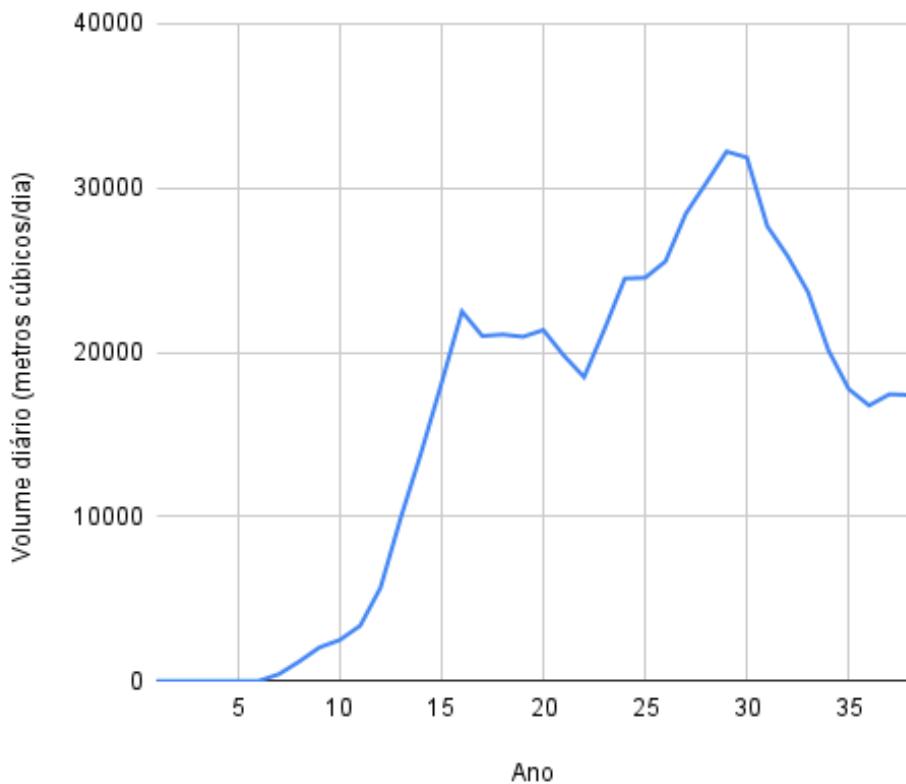


Figura 6 – Mudanças típicas nas vazões de água produzida ao longo da vida útil de um poço produtor de hidrocarbonetos convencional.

2.2.3 Gestão e Tratamento

A escolha do tratamento e destino da água produzida depende de fatores como localização da unidade produtora, legislação ambiental, viabilidade técnica, custos e infraestrutura disponível. No Brasil, o descarte offshore deve seguir a Resolução Conama n° 393/2007, que estabelece limites para óleo e graxa totais (TOG), sendo 29 mg/L para a média mensal e 42 mg/L como valor máximo diário.

A água produzida pode ser descartada ou reinjetada em reservatórios subterrâneos, prática que também é regulamentada (Resolução Conama n°396/2008). A reinjeção é considerada a alternativa mais sustentável, pois contribui para a manutenção da pressão do reservatório, melhora a recuperação de petróleo e elimina ou reduz o volume residual. Para isso, a AP deve ser tratada para atender aos padrões técnicos: menos de 10 mg/L de sólidos dissolvidos totais (SDT) e menos de 42 mg/L de TOG.

Internacionalmente, os limites de TOG variam de 15 mg/L a 50 mg/L, dependendo do país. Tecnologias avançadas estão sendo desenvolvidas, como a separação submarina de AP e os separadores de óleo/água no fundo do poço (DOWS), que permitem a reinjeção imediata da água, otimizando o espaço e reduzindo a infraestrutura nas plataformas.

Outra opção é o reúso da AP, geralmente para fins industriais, devido à sua composição e aos riscos associados. No Brasil, o reúso é regulado pela Resolução CNRH n° 54/2006, aplicável a usos não potáveis. A AP já tem sido utilizada em processos como perfuração, fraturamento hidráulico, torres de resfriamento, geração de vapor, combate a incêndios, controle de poeira e, em alguns casos, irrigação e dessedentação animal (MOTTA et al., 2013).

2.3 Tecnologias de extração do Lítio a partir da água produzida

2.3.1 Principais Tecnologias

Entre as principais tecnologias de extração de lítio a partir de salmouras e de água produzida de óleo e gás estão precipitação, adsorção, extração por solvente

e tecnologia de membrana (LIU et al., 2023).

A precipitação é um método mais simples que envolve a adição de reagentes para precipitar o lítio na forma de sais como fosfato de lítio, carbonato de lítio ou aluminato de lítio, sendo vantajoso pela simplicidade e viabilidade industrial, especialmente para soluções de alta concentração de lítio. O método de fosfato pode precipitar lítio em baixas concentrações e temperaturas, mas requer uma etapa adicional de conversão. Já o método de carbonato é mais eficaz com uma baixa razão Mg/Li e geralmente necessita de concentrações de lítio superiores a 20 g/L e temperaturas elevadas. A precipitação com aluminato envolve a coprecipitação de alumínio e lítio, seguida pela precipitação de LiOH. No entanto, a precipitação apresenta desvantagens como baixas taxas de recuperação, longos tempos de processo, grande geração de resíduos sólidos e inadequação para salmouras com alta razão Mg/Li (superior a 10), sendo que a alta salinidade na água produzida reduz a seletividade do precipitador para o íon lítio. Pesquisas buscam otimizar esses processos, como o uso de sulfato de sódio e carbonato de sódio para obter Li_2CO_3 com 96,73% de pureza a partir de salmoura de campo petrolífero, ou o uso de $Al(OH)_3$ que alcançou uma taxa de extração de lítio de 75,6%. Abordagens em duas etapas são propostas para obter Li_2CO_3 de grau de bateria, removendo impurezas e utilizando CO_2 e EDTA-Li para purificação (LIU et al., 2023).

A adsorção utiliza adsorventes específicos para capturar íons de lítio, sendo os adsorventes inorgânicos à base de metal (Al, Mn, Ti) os mais promissores devido à sua maior seletividade, natureza ecológica, alta capacidade de captura e reusabilidade em comparação com resinas de troca iônica orgânicas, que carecem de seletividade para o lítio em salmouras de água produzida e possuem processos de síntese complexos (LIU et al., 2023). Mas, apesar de sua excelente seletividade e alta capacidade de adsorção, suas fracas propriedades mecânicas e estabilidade química limitam seu uso industrial (NIKKHAH et al., 2024). O mecanismo principal para adsorventes à base de metal é o efeito de memória estrutural das peneiras iônicas de lítio (LIS). Os adsorventes à base de Al, como os Li/Al-LDHs, apresentam vantagens como eluição insignificante de metal e fácil produção, mas têm capacidade de adsorção de lítio relativamente baixa (4,92 a 11,3 mg/g) e podem ter sua capacidade restringida pela formação de gibbsita durante a dessorção. Adsorventes à base de Mn (LMO) possuem seletividade superior, excelente reu-

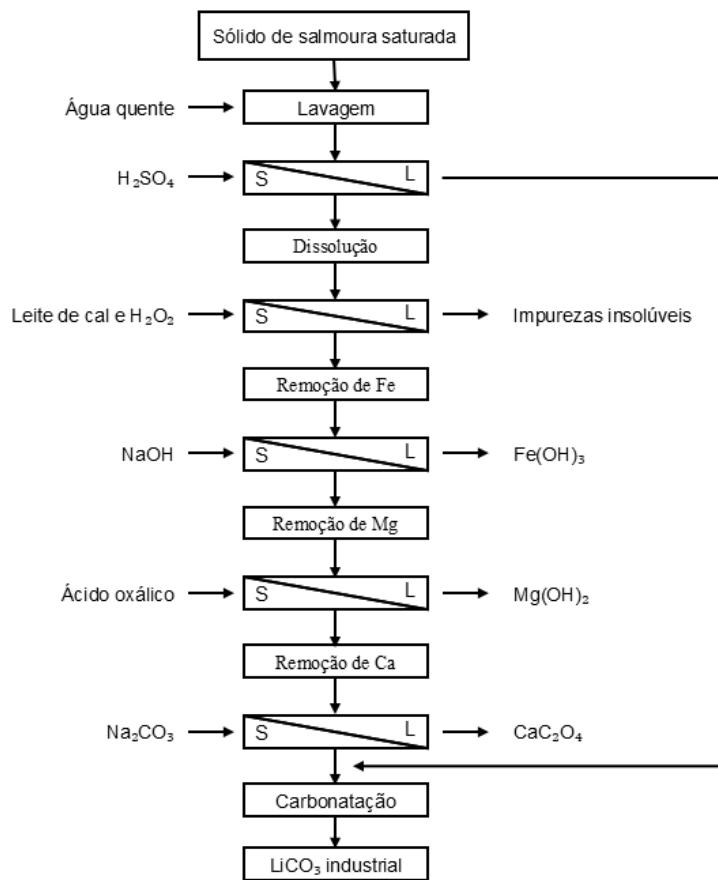


Figura 7 – Fluxograma desenvolvido para a recuperação de Li_2CO_3 em grau industrial (LIU et al., 2022).

sabilidade e mecanismos de extração que incluem reação redox e troca iônica, com capacidades de adsorção geralmente superiores a 20 mg/g. Adsorventes à base de Ti (LTO) são ecologicamente corretos, estáveis em soluções ácidas, possuem seletividade superior e perda mínima por dissolução, com o efeito de memória do LTO sendo o principal mecanismo de adsorção e capacidades também superiores a 20 mg/g. Desafios da adsorção incluem perda de metal durante o tratamento ácido, dificuldade de coleta durante a regeneração e diminuição da capacidade de adsorção devido ao bloqueio de canais, além da complexação do Li^+ por alcanos em alta concentração na água produzida.

A extração por solvente é considerada promissora devido à alta seletividade, operação flexível e baixo consumo de energia, sendo adequada para tratar soluções de lítio de baixa concentração em água produzida. Dessa forma, é um processo caracterizado por um alto rendimento do produto e baixos custos operacionais

(NIKKHAH et al., 2024). O processo baseia-se na distribuição do metal entre a fase aquosa e uma fase orgânica contendo um agente de extração, co-extrator e diluente, como o sistema TBP-FeCl₃-querosene. Contudo, a competição de íons como Na^+ , Ca^{2+} e Mg^{2+} com Li^+ , a baixa concentração de Li^+ , a interferência de cátions multivalentes e a presença de orgânicos afetam a eficiência. Limitações adicionais incluem acidez da solução, corrosão de equipamentos e sistemas de operação complexos. O uso de líquidos iônicos como solventes verdes tem mostrado resultados favoráveis na separação de magnésio e lítio, especialmente em água produzida com alta razão Mg^{2+}/Li^+ .

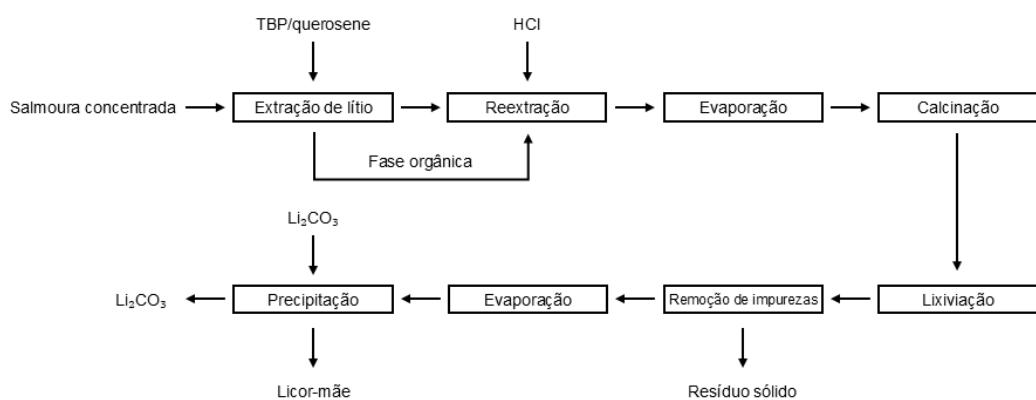


Figura 8 – Exemplo de procedimento de extração de lítio por solvente usando TBP (tri-butil fosfato)-FeCl₃ (LIU et al., 2022).

2.3.2 Tecnologias de membrana

A tecnologia de membrana, incluindo nanofiltração (NF), eletrodiálise (ED), eletrodiálise seletiva (SED) e eletrodiálise com membrana bipolar (BMED), é outra abordagem para a recuperação de lítio (NIKKHAH et al., 2024). A NF baseia-se na exclusão Donnan, efeitos de impedimento estérico e exclusão dielétrica para rejeitar íons multivalentes enquanto permite a passagem de íons monovalentes como o lítio (LIU et al., 2023). Basicamente, é um tipo de filtração por membrana em que uma membrana semipermeável com tamanho de poro tipicamente inferior a 2 nm é utilizada para separar partículas e moléculas com base em seu tamanho e carga, como demonstrado na Figura 9. Essa tecnologia é bastante similar à osmose reversa (RO), que será explorada adiante, mas opera com pressões comparativamente mais baixas e utiliza membranas menos compactas do que as de RO (NIKKHAH et al., 2024).

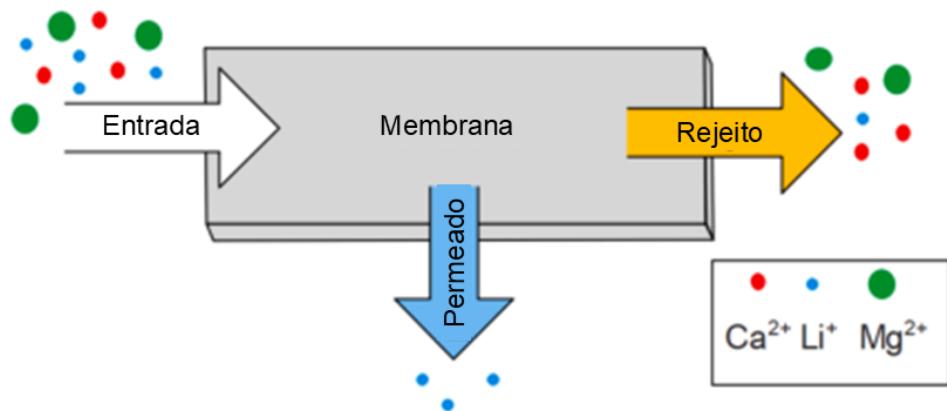


Figura 9 – Nanofiltração para separação de lítio a partir de soluções aquosas.

A Eletrodiálise (ED) e a Eletrodiálise Seletiva (SED) são processos eletro-membranares. Na ED, membranas de troca catiônica (CEMs) e membranas de troca aniónica (AEMs) são dispostas alternadamente entre dois eletrodos. Sob a influência de um campo elétrico, os cátions (como o Li^+) migram através das CEMs em direção ao cátodo, e os ânions através das AEMs em direção ao ânodo, resultando na concentração de sais em um compartimento e na dessalinização em outro. A SED é uma variante que utiliza membranas de troca iônica com seletividade para íons monovalentes, permitindo a separação de lítio (Li^+) de íons multivalentes como o magnésio (Mg^{2+}), o que é crucial para o tratamento de salmouras com alta razão Mg^{2+}/Li^+ (NIKKHAH et al., 2024).

A Eletrodiálise com Membrana Bipolar (BMED) é outra tecnologia de eletrômembrana que combina membranas de troca iônica convencionais com membranas bipolares. Uma membrana bipolar é composta por uma camada de troca catiônica e uma camada de troca aniónica unidas, com uma interface hidrofílica onde ocorre a dissociação da água em íons H^+ e OH^- sob um campo elétrico. Isso permite que a BMED converta diretamente um sal de lítio (como $LiCl$ ou Li_2SO_4) em hidróxido de lítio ($LiOH$) no compartimento da base e um ácido correspondente (como HCl ou H_2SO_4) no compartimento do ácido, sem a necessidade de adicionar reagentes químicos externos. Essa capacidade de produzir $LiOH$ diretamente é uma vantagem significativa. Para tratar salmouras mais complexas, a BMED pode ser acoplada a membranas monovalentes seletivas, um processo conhecido como BMSED, para melhorar a pureza do $LiOH$ produzido (NIKKHAH et al., 2024).

De modo geral, essas membranas possuem uma complexidade similar, mas possuem diferentes vantagens e desvantagens como expressado na Tabela 2 a seguir.

Método	Vantagens	Desvantagens	Complexidade
SED	<ul style="list-style-type: none"> • Baixo custo operacional • Alta recuperação • Alta seletividade Li/Mg • Ambientalmente amigável 	<ul style="list-style-type: none"> • Formação de incrustações • Requer unidade de recuperação • Requer pré-tratamento 	Moderada
BMED	<ul style="list-style-type: none"> • Alta permeoseletividade • Produção de ácido-base sem uso de químicos tóxicos • Ambientalmente amigável 	<ul style="list-style-type: none"> • Necessário pré-tratamento da solução de alimentação para produzir ácido e base de alta qualidade • Requer unidade de recuperação 	Moderada
NF	<ul style="list-style-type: none"> • Seletividade Li/Mg baixa ou moderada 	<ul style="list-style-type: none"> • Requer unidade de recuperação • Alto custo operacional • Intensivo em energia • Incrustações e entupimentos 	Moderada

Tabela 2 – Vantagens e desvantagens de cada tecnologia de separação por membrana (NIKKHAH et al., 2024).

Devido às limitações das tecnologias individuais, as tecnologias combinadas surgem como uma solução para aumentar a eficiência da recuperação de lítio. Exemplos incluem a precipitação para remover cátions divalentes seguida por adsorção com HTO, ou a combinação de adsorção com H_2TiO_3 e precipitação. Sistemas eletroquímicos que combinam eletrodos de recuperação de lítio e eletrodos de geração de oxidantes também foram propostos para mitigar o impacto da matéria orgânica na água produzida. Uma rota técnica considerada viável é "pré-tratamento + enriquecimento e concentração (adsorção/extracção - separação por

membrana) + precipitação". O pré-tratamento remove interferentes como sulfetos e matéria suspensa; em seguida, tecnologias como adsorção, extração por solvente ou membranas enriquecem o lítio; e, finalmente, a precipitação com carbonato de sódio produz carbonato de lítio. A Petrochina Southwest Oil & Gas Field Company, por exemplo, propôs um processo combinado de pré-tratamento-adsorção-membrana-precipitação que alcançou uma taxa de recuperação de lítio de 85%-95% com o adsorvente, culminando na primeira produção de carbonato de lítio a partir de água produzida de campo de gás na China (LIU et al., 2023).

2.3.3 Membrana de Osmose Reversa

A osmose reversa (OR) é um processo de membrana por pressão: aplica-se pressão hidráulica acima da pressão osmótica do fluido para forçar a passagem da água através de uma membrana semipermeável, rejeitando sais e contaminantes. Funciona pelo modelo de solução-difusão, em que a membrana de filme fino (normalmente poli(ametil-aramida) em RO) retém íons pela diferença de solubilidade/difusão. A seletividade iônica em membranas depende de vários fatores na passagem de cada íon: no estágio 1, íons perdem parte de sua camada de hidratação ao ingressar nos canais; no estágio 2, interagem com grupos funcionais do polímero; no estágio 3, reabsorvem água ao sair (ZHANG et al., 2024).

A energia de hidratação do íon é a chave no primeiro estágio, enquanto a afinidade do íon por grupos da membrana domina o segundo estágio. Em RO, normalmente se atingem rejeições muito altas de sais, sobretudo para íons de maior carga ou hidratação (Mg^{2+}, Ca^{2+}) já que tais íons são maiores e mais "fortemente hidratados" e exigem mais energia para atravessar a membrana.

A eficácia das tecnologias de membrana na extração de lítio reside na sua capacidade de realizar separações iônicas precisas, explorando as diferenças físico-químicas entre o lítio e outras espécies iônicas presentes na salmoura, principalmente o magnésio. Para este fim, a nanofiltração (NF) e a osmose reversa (RO) desempenham papéis distintos, mas complementares, regidos por um conjunto complexo de mecanismos de transporte e seletividade.

A distinção fundamental entre NF e RO reside no seu objetivo principal dentro do processo de extração de lítio. A nanofiltração atua como um sistema de purificação seletiva, enquanto a osmose reversa funciona como um sistema de

concentração (KIM et al., 2021). A Nanofiltração (NF) é projetada para separar íons com base na sua valência. No contexto da extração de lítio, o seu objetivo primário é permitir a passagem preferencial de íons monovalentes, como o Li^+ e o Na^+ , através da membrana, enquanto rejeita eficientemente os íons divalentes, como o Mg^{2+} e o Ca^{2+} . Estes íons divalentes são impurezas problemáticas que interferem nas etapas subsequentes de precipitação do lítio e devem ser removidos. Assim, a NF é a tecnologia-chave para a separação primária (STIJAN et al., 2023).

A Osmose Reversa (RO), por outro lado, é aplicada após a etapa de purificação por NF ou outro método de DLE. A corrente que sai da NF, conhecida como permeado, é uma solução relativamente purificada, mas ainda muito diluída em lítio para ser economicamente viável para a produção de compostos de lítio. A função da RO é remover a água desta corrente, aplicando uma pressão hidráulica que excede a pressão osmótica da solução. Este processo retém a maioria dos sais, incluindo o cloreto de lítio (LiCl), no lado da alimentação (o retentado), enquanto a água purificada passa pela membrana (o permeado). O resultado é uma solução de LiCl significativamente mais concentrada, pronta para as etapas finais de cristalização e produção de hidróxido ou carbonato de lítio (KIM et al., 2021). O trabalho terá foco em membranas de osmose reversa justificado pelo alto grau de maturidade tecnológica, ampla disponibilidade comercial e histórico de uso na própria indústria de óleo e gás para polimento e dessalinização de água produzida, o que reduz incertezas de CAPEX/OPEX e facilita a integração a plantas onshore e offshore.

2.4 Levelized Cost

2.4.1 Conceitos Gerais

Antes de aprofundar na literatura encontrada sobre a metodologia de *Levelized Cost*, alguns conceitos essenciais serão definidos a seguir.

O Valor Presente Líquido (VPL) é uma metodologia utilizada para avaliar a viabilidade econômica de um projeto de investimento. Consiste na soma dos fluxos de caixa futuros esperados, descontados a uma taxa de desconto apropriada, subtraindo-se o investimento inicial. Se o VPL for positivo, indica que o projeto é economicamente viável, pois os retornos esperados superam os custos

(MARIOTO, 2009). A seguir está a fórmula do VPL em que I_0 é o investimento inicial, FC_t é o fluxo de caixa no período t , r é a taxa de desconto (por exemplo, o WACC) e N é o horizonte do projeto.

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^N \frac{FC_t}{(1+r)^t}$$

A taxa de desconto é utilizada para trazer os fluxos de caixa futuros a valor presente, refletindo o custo de oportunidade do capital. Ela incorpora fatores como o risco do projeto e as condições prevalecentes no mercado. A escolha adequada da taxa de desconto é crucial para a análise de custo-benefício e avaliação de projetos, pois influencia diretamente na estimativa do VPL (HARBERGER, 1970).

Os Custos de Capital, conhecidos pela sigla CAPEX (de Capital Expenditures), representam a totalidade das despesas de investimento necessárias para levar um projeto desde a sua fase de concepção até o início de sua operação comercial (NREL, 2024). Em suma, o CAPEX representa o montante total do investimento que precisa ser financiado e, subsequentemente, recuperado ao longo da vida útil do ativo para que o projeto seja considerado economicamente viável. No caso deste trabalho, o CAPEX é utilizado para o cálculo do LCOL, sendo adicionado a valor presente o numerador da equação.

De maneira complementar, os Custos Operacionais (OPEX) correspondem às despesas recorrentes necessárias para operar e manter a instalação ao longo de sua vida útil. Incluem componentes variáveis proporcionais ao volume tratado ou à produção e componentes fixos. Na metodologia de custo nivelado que será melhor explicada, o OPEX é modelado como uma série temporal e trazido a valor presente, compondo o numerador do LCOL juntamente com o CAPEX (NREL, 2024).

O Custo de Capital Overnight (OCC) é uma métrica teórica e padronizada que representa os custos de capital de um projeto de energia se ele pudesse ser construído e comissionado instantaneamente (NREL, 2024). A principal e definidora característica do OCC é a exclusão dos custos de financiamento durante o período de construção e, frequentemente, dos custos mais específicos de conexão à rede de transmissão (NREL, 2024). Ao remover a variável do tempo de

construção e os custos financeiros associados a ele, o OCC serve como um custo de capital focado nos gastos com equipamentos, materiais, engenharia e mão de obra. Essa métrica permite uma comparação mais direta e equitativa entre diferentes tecnologias de geração que possuem tempos de construção e perfis de financiamento muito distintos. Por exemplo, pode-se comparar o OCC de uma usina nuclear, com um longo período de construção, com o de uma usina solar fotovoltaica, de construção muito mais rápida, de uma forma que isola o custo intrínseco da tecnologia do custo de seu financiamento ao longo do tempo.

O Fator de Recuperação de Capital (CRF) é um coeficiente matemático utilizado para converter um valor presente em uma série de pagamentos anuais iguais e constantes ao longo de um período específico, a uma determinada taxa de juros ou de desconto (NREL, 2024).

O Fator de Capacidade (FC) é uma medida adimensional que serve como o principal indicador da produtividade real de uma usina de geração de energia ao longo de um determinado período. Ele é calculado como a razão entre a energia que foi efetivamente gerada pela planta e a energia máxima que teoricamente poderia ter sido gerada se a usina operasse de forma contínua em sua potência nominal durante todo o mesmo intervalo de tempo (Megawhat, 2018).

2.4.2 Definição

O *Levelized Cost* (Custo Nivelado) é uma métrica que expressa o custo médio por unidade de produto (energia, hidrogênio, água, lítio etc.) gerada ou tratada ao longo de toda a vida útil de uma instalação, trazendo a valor presente todos os investimentos, custos operacionais, de combustível e de descomissionamento (MOURA, 2024). A literatura traz diferentes aplicações da metodologia de *Levelized Cost*, como ao analisar o *Levelized Cost of Energy* (LCOE), sendo uma métrica importante para comparar o custo de diferentes fontes de energia (HELMEISTER, 2024).

O LCOE é calculado dividindo os custos da vida útil do sistema pela produção de energia ao longo da vida útil, conforme mostrado na equação (SHEN et al., 2020).

$$LCOE = \frac{\text{Custo do ciclo de vida}}{\text{Produção de energia no ciclo de vida}} \quad (2.3)$$

Embora o cálculo do custo unitário de energia seja uma medida comparativa útil entre projetos e tecnologias, é importante adotar uma abordagem consistente em relação aos custos incluídos e levar em considerações as fragilidades do cálculo e premissas utilizadas (ALDERSEY-WILLIAMS; RUBERT, 2019).

A partir do conceito de LCOE, duas principais abordagens dessa metodologia foram indicadas na literatura (ALDERSEY-WILLIAMS; RUBERT, 2019; MOURA, 2024), sendo um sugerido pelo Departamento de Segurança Energética e Emissões Líquidas Zero (DESNZ) e outro sugerido pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL) do Departamento de Energia.

2.4.2.1 Método DESNZ

Esse primeiro método foi desenvolvido pelo atual Departamento de Segurança Energética e Emissões Líquidas Zero (DESNZ). Inicialmente, o método estabeleceu o LCOE como "o custo descontado ao longo da vida útil da posse e utilização de um ativo de geração, transformado em uma unidade equivalente de custo de geração". Essa perspectiva aplica um desconto tanto aos custos quanto à produção de energia durante todo o ciclo de vida de um projeto, a fim de gerar um custo real por unidade energética. A equação para o cálculo dessa métrica pode ser encontrada a seguir.

$$LCOE_{DESNZ} = \frac{NPV_{costs}}{NPE} = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{C_t + O_t + V_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (2.4)$$

Onde:

- C_t representa os custos de capital no ano t;
- O_t representa os custos de operação e manutenção no ano t;
- V_t representa os custos variáveis (combustíveis, impostos, carbono) no ano t;
- E_t é a produção de energia no ano t;
- r é a taxa de desconto;
- T é a vida útil do projeto.

O denominador da equação representa o VPL dos custos, correspondendo a um valor que pode ser interpretado como o preço da energia. Porém, ele não deve ser considerado um guia para potenciais preços ou para precificação, mesmo que reflita um preço real mínimo exigido em um projeto.

2.4.2.2 Método NREL

O modelo utilizado nos Estados Unidos possui uma abordagem com foco maior no custo de energia por ano. Conforme descrito pelo NREL (2018), o método consiste em calcular os custos de capital por meio de um fator de recuperação de capital, enquanto os custos operacionais e de combustível são considerados separadamente para determinar o LCOE de forma anual. A equação para o cálculo de LCOE está descrita a seguir:

$$LCOE_{NREL} = \frac{C_o \cdot CRF + O}{CF \cdot 8760} + f \cdot h + V \quad (2.5)$$

Onde:

- C_o é o custo de capital overnight;
- CRF é o fator de recuperação de capital;
- O é o custo fixo de operação;
- CF é o fator de capacidade;
- f é o custo do combustível;
- h é a taxa de calor (ou rendimento térmico);
- V é o custo variável de operação;
- 8760 é o número de horas em um ano.

O cálculo do fator de recuperação de capital está representado a seguir:

$$CRF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (2.6)$$

Onde:

- i é a taxa de juros;
- n é o número de parcelas (ou pagamentos) realizadas para amortizar o capital.

O NREL calcula o LCOE com base anual, dividindo os custos totais anuais pela energia gerada no mesmo período. Embora ambos os métodos, NREL e DESNZ, tenham como objetivo determinar o custo por unidade de eletricidade, eles diferem no tratamento dos custos, nos mecanismos de desconto e na forma como representam a produção de energia. A análise abrangente ao longo da vida útil realizada pelo método DESNZ oferece uma compreensão mais detalhada do desempenho financeiro do projeto ao longo do tempo, permitindo acomodar variações nos custos e na produção anuais. Isso o torna particularmente adequado para tecnologias com desempenho ou custos não uniformes, como fontes renováveis de energia, que possuem produção intermitente ou sofrem degradação de equipamentos com o tempo.

Por outro lado, o método do NREL proporciona simplificação e praticidade. Ao focar nos custos e na produção anual, é eficaz para avaliar tecnologias com desempenho e custos estáveis, oferecendo uma métrica de custo clara e concisa para comparações rápidas. No entanto, esse método assume que o fator de capacidade e os custos permanecem constantes ao longo do tempo, o que pode não ser válido para todas as tecnologias ou condições de mercado.

2.5 Monte Carlo

O método de Monte Carlo (MMC) é uma técnica estatística de simulação probabilística que utiliza amostragem aleatória massiva para resolver problemas complexos. Em essência, geram-se repetições de cenários aleatórios das variáveis de entrada para obter estatísticas do resultado (médias, desvios, percentis etc.). Segundo a IBM, esse método de simulação representa um algoritmo que usa amostragem aleatória repetida para obter a probabilidade de ocorrência de resultados. Assim, diferentemente de métodos determinísticos, o MMC permite lidar com incertezas inerentes às premissas de um modelo, aproximando valor esperado e distribuição de resultados de grandezas numéricas (por exemplo, integrais ou valor presente líquido) (NASSER, 2012).

Essa fundamentação está na Lei dos Grandes Números, segundo a qual a média empírica de amostras independentes converge para o valor esperado da variável aleatória subjacente. Em outras palavras, a solução do problema determinístico é estimada pela média dos resultados das inúmeras simulações geradas aleatoriamente. Como consequência, o erro de estimação cai proporcionalmente a $1/\sqrt{N}$ (N = número de simulações), o que exige grandes quantidades de repetição para maior precisão (NASSER, 2012).

Vale ressaltar que o MMC dispensa a modelagem analítica complexa (por exemplo, equações diferenciais) do sistema; basta conhecer as distribuições probabilísticas das variáveis envolvidas e agregá-las por meio de técnicas estatísticas (NASSER, 2012). Essa abordagem é especialmente útil para estimar a distribuição de probabilidade de sistemas complexos, como a estimativa do LCOH (*Levelized Cost of Hydrogen*), pois ele depende de tecnologia, preços e parâmetros econômicos que não são analiticamente previsíveis (HELMEISTER, 2024).

Matematicamente, isso significa que a MMC é usada principalmente para estimar o valor esperado de uma variável de saída aleatória Y , com uma distribuição de probabilidade desconhecida. Nesse sentido, a estimativa de Monte Carlo do valor esperado de Y é dada pela equação a seguir.

$$E[Y] \approx \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Y(X_{1,i}, X_{2,i}, \dots, X_{k,i}) \quad (2.7)$$

Nessa equação, n representa o total de simulações realizadas, enquanto $X_{k,i}$ corresponde às variáveis de entrada que foram sorteadas para a i -ésima simulação. Essa aproximação só se mantém válida sob a premissa da lei dos grandes números. Isso significa que, à medida que o número de simulações tende ao infinito, a média dos resultados se aproxima cada vez mais do valor esperado da variável aleatória X , conforme detalhado na equação a seguir (HELMEISTER, 2024).

$$\lim_{n \rightarrow \infty} \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n g(X_i) = E[g(X)] \quad (2.8)$$

Essa convergência também é observada ao analisar o erro padrão (SE) da variável de saída aleatória Y . À medida que n tende ao infinito, espera-se que o SE se aproxime de zero, convergindo com o valor esperado de Y .

$$SE = \sqrt{\frac{Var(Y)}{n}} \quad (2.9)$$

O ideal é que os resultados da simulação de Monte Carlo sejam apresentados como uma distribuição de probabilidade. Dessa forma, é possível compreender a variabilidade e os riscos associados ao sistema complexo em questão, em vez de apenas uma aproximação do valor esperado da variável de saída (HELMEISTER, 2024).

3 METODOLOGIA

O objetivo deste estudo é avaliar a viabilidade econômico-financeira da extração de lítio a partir da água produzida, comparando de forma integrada três alternativas de implementação: tratamento em terra (onshore), tratamento no mar com logística baseada no aluguel de embarcação e tratamento no mar com aquisição própria de embarcação e equipamentos. A análise adota a metodologia de custos nivelados adaptada do DESNZ e formula o Custo Nivelado do Lítio (LCOL) como métrica central, trazendo a valor presente os dispêndios de CAPEX e OPEX e relacionando-os à produção efetiva de lítio ao longo da vida do projeto.

Como parte da metodologia, é necessário explicitar as alternativas de implementação que estruturam a análise econômica, pois cada arranjo define fronteiras de sistema, perfis de investimento e operação e, portanto, trajetórias distintas para o LCOL. A comparação é feita entre um arranjo em terra e dois arranjos no mar que diferem pelo modo de acesso ao navio; essas escolhas afetam a composição de OPEX, a disponibilidade operacional e a logística, elementos que serão traduzidos nas séries de custos e, consequentemente, no LCOL. Cada cenário será brevemente explicado a seguir, de maneira que seu racional será melhor desenvolvido ao longo das seções seguintes.

No cenário onshore, a água produzida é obtida a partir de poços terrestres, onde a osmose reversa participa como etapa essencial para recuperação e beneficiamento do lítio. Admite-se que a infraestrutura de osmose reversa já esteja instalada; portanto, os dispêndios de CAPEX (estrutura de processamento, tubulações, válvulas, tanques, bombas e instrumentação) não seriam necessários. Nessa configuração, o custo recorrente concentra-se no OPEX, dominado por limpeza química, reposição periódica de membranas e operação/manutenção.

No arranjo offshore com embarcação locada, o processamento ocorre no mar

em unidade embarcada contratada por período, próxima às plataformas produtoras. Módulos compactos de osmose reversa são instalados na embarcação, reduzindo deslocamentos de volumes e acelerando a implantação. O CAPEX segue o mesmo racional do cenário onshore e não será considerado. Já o OPEX incorpora parcelas recorrentes relevantes — diárias de aluguel, combustível, tripulação, mobilização/desmobilização e maior sensibilidade a janelas meteorológicas — que aumentam a variabilidade de disponibilidade e custo.

No arranjo offshore com aquisição da embarcação, a lógica de processo permanece semelhante, de forma que o custo navio passa a ser tratado como parcelas ao longo da vida útil dele. Ou seja, o CAPEX continua não sendo considerado, enquanto o OPEX passa a ter parcelas de custo do navio adquirido, mantendo custos de operação marítima, combustível, tripulação e docagens programadas.

3.1 Modelagem Matemática

O modelo tem como objetivo calcular o Custo Nivelado do Lítio (LCOL), um indicador que representa o custo médio por quilograma de lítio extraído ao longo de toda a vida útil do projeto, descontado a uma taxa de retorno definida. O modelo busca fazer a análise para cenários distintos de tratamento da água produzida tanto em terra (*onshore*) quanto em alto-mar (*offshore*). Nos três cenários (um cenário em onshore e dois offshore), parte-se do princípio de que já existe uma estrutura construída e funcional de tratamento da água produzida com membranas de osmose reversa, a proposta do projeto é a extração do lítio aproveitando-se dessa estrutura. Ou seja, o projeto considera que ocorrerá a instalação de membranas de RO capazes de filtrar o lítio e, dessa forma, assume-se que as despesas de capital (CAPEX) serão nulas, visto que toda a estrutura de tratamento, como bombas, válvulas e canos, já existe e que o custo com reposição das membranas está composto no OPEX.

Além disso, o estudo partiu da estrutura simplificada do cálculo de LCOL do DESNZ, isto é, partiu-se do princípio de que o LCOL é composto pela divisão do valor presente dos custos pelo valor presente da massa de lítio produzido.

3.1.1 Cenário Onshore

Para o cenário de obtenção da água produzida em terra firme, o racional da construção do LCOL segue o fluxo ilustrado na Figura 10.

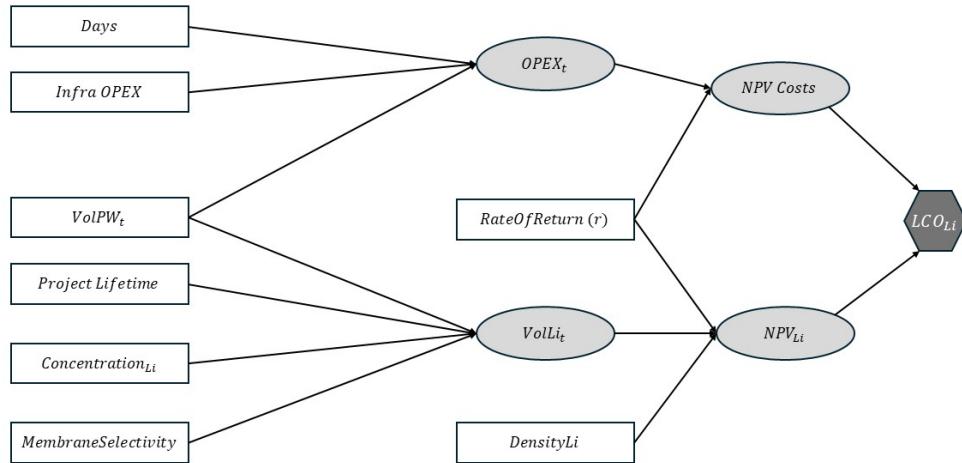


Figura 10 – Fluxograma das principais variáveis na equação de LCOL para o cenário onshore.

O custo nivelado do lítio é construído como um quociente entre o valor presente dos custos necessários para operar o sistema de tratamento/recuperação e o valor presente da “saída útil” do projeto (Eq. 3.1), aqui definida como a massa de lítio efetivamente recuperada ao longo do horizonte N , descontada à taxa r . Assim, o numerador acumula, período a período, os dispêndios operacionais trazidos a valor presente; o denominador acumula, nos mesmos períodos e também a valor presente, a produção de lítio obtida a partir da água produzida tratada.

Neste cenário, os custos considerados referem-se exclusivamente às despesas operacionais, conforme previamente detalhado (Eq. 3.2). No numerador, o termo NPVOPEX resulta da soma, ao longo do horizonte, de uma série temporal de custos operacionais $OPEX_t$ divididos por $(1 + r)^t$ (Eq. 3.3). Cada $OPEX_t$ é calculado multiplicando a vazão efetivamente tratada de água produzida $VolPW_t$ pelo número de dias operacionais no período $Days_t$ (Eq. 3.4). Vale ressaltar que o valor máximo de t utilizado para realizar os cálculos foi definido pelo tempo de projeto (*Project Lifetime*)

No denominador, a produção útil de lítio em valor presente NPVVolLi é a soma, ao longo do horizonte, de $VolLi_t/(1+r)^t$ (Eq. 3.6). O vetor de produção $VolLi_t$ converte a vazão de água produzida tratada $VolPW_t$ em massa de lítio por meio da concentração média de lítio na água (ConcentrationLiPerc) e de um parâmetro de seletividade/recuperação global (MembraneSelectivity) (Eq. 3.7). Os resultados são apresentados em base volumétrica, utilizando a densidade do lítio (DensityLi) para conversão (Eq. 3.5), reportando o indicador final, por padrão, em US\$/kg Li.

Em suma, o modelo traz uma série de custos operacionais e uma série de produção de lítio que serão utilizadas para comparação. Ambas são descontadas pelo mesmo r e acumuladas sobre o mesmo horizonte N , garantindo comparabilidade e consistência com a metodologia de custos nivelados. A equação descrita segue a seguinte estrutura:

$$LCOL_i = \frac{NPVCosts}{NPVVolLi} \quad (3.1)$$

$$NPVCosts = NPVOPEX \quad (3.2)$$

$$NPVOPEX = \sum_{t=1}^N \frac{OPEX_t}{(1+r)^t} \quad (3.3)$$

$$OPEX_t = VolPW_t \cdot Infra\ OPEX \cdot Days \quad (3.4)$$

$$NPVLi = NPVVolLi \cdot DensityLi \quad (3.5)$$

$$NPVVolLi = \sum_{t=1}^N \frac{VolLi_t}{(1+r)^t} \quad (3.6)$$

$$VolLi_t = VolPW_t \cdot \frac{ConcentrationLiPerc}{100} \cdot MembraneSelectivity \quad (3.7)$$

Tabela 3 – Definição das variáveis utilizadas nas equações do LCOL onshore

Símbolo	Unidade	Descrição
$LCOL_i$	US\$/kg Li	Custo nivelado do lítio, obtido pela razão entre o valor presente dos custos e o valor presente da produção de lítio.
N	anos	Período de vida útil do projeto.
r	–	Taxa de desconto empregada para trazer os fluxos de caixa a valor presente.
$NPVCosts$	US\$	Valor Presente Líquido (VPL) de todos os custos associados à produção de lítio.
$NPVOPEX$	US\$	Valor Presente Líquido (VPL) das despesas operacionais associadas à produção de lítio.
$NPVLi$	kg Li	Valor Presente Líquido (VPL) de toda a massa de lítio produzida.
$NPVVolLi$	m^3 Li	Valor Presente Líquido (VPL) de todo o volume de lítio produzido.
$OPEX_t$	US\$/ano	Despesas operacionais em cada período t , ao longo do horizonte N .
$Infra\ OPEX$	US\$/ m^3	Despesa operacional por metro cúbico de água produzida (energia, reagentes, limpeza, operação e manutenção).
$VolPW_t$	m^3 /dia	Volume diário de água produzida tratada ao longo do horizonte N .
$VolLit$	kg Li/ano	Volume (ou massa) de lítio produzido por período t ao longo de N .
$DensityLi$	kg/ m^3	Densidade do lítio utilizada para conversão entre volume e massa, quando aplicável.
$ConcentrationLiPerc$	%	Concentração média de lítio na água produzida.
$MembraneSelectivity$	%	Taxa de seletividade da membrana ou eficiência global de recuperação do lítio.

3.1.2 Cenário Offshore com Aluguel do Navio

Para o cenário offshore com o aluguel do navio, as equações utilizadas seguem o fluxo da Figura 11.

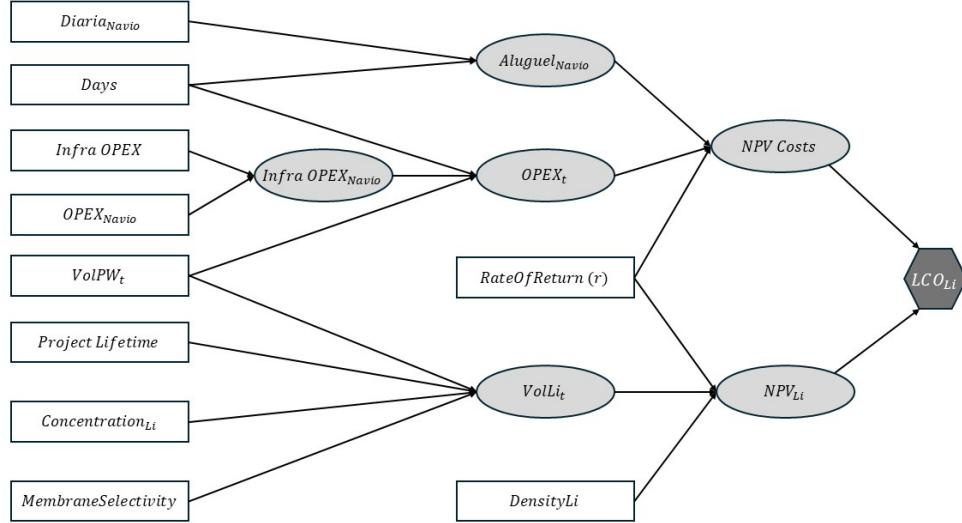


Figura 11 – Fluxograma das variáveis na equação de LCOL para o cenário offshore com aluguel de navios.

No cenário *offshore* com aluguel de embarcação, mantém-se a mesma lógica do caso onshore, o LCOL é a razão entre o valor presente dos custos totais e o valor presente da produção útil de lítio, porém o numerador passa a incluir explicitamente o componente de aluguel anual da unidade naval. Assim, NPVC_{Costs} é composto por NPVOPEX somado ao termo Aluguel_{anual} (Eq.3.9), que por sua vez é calculado como a diária de fretamento multiplicada pelos dias operacionais do ano (Eq.3.10). As demais parcelas do numerador seguem a estrutura de soma descontada (Eq.3.11), mas cada $OPEX_t$ (Eq.3.12) é obtido pela vazão tratada $VolPW_t$ vezes um custo unitário de infraestrutura *específico para o ambiente marítimo*. O custo de operação para os casos offshore, denotado por Infra OPEX_{Navio}, agrupa o componente base da planta (Infra OPEX) e um adicional marítimo (OPEX_{Navio}) que contempla despesas de combustível, tripulação, manutenção de bordo e logística associada (Eq.3.13).

O denominador permanece idêntico ao cenário onshore: a produção útil de lítio é trazida a valor presente por meio de NPVVolLi (Eq.3.15), calculada a

partir de $VolLi_t$ (Eq.3.16), o qual converte a vazão de água produzida tratada $VolPW_t$ em massa de lítio por meio da concentração média de Li na água (*ConcentrationLiPerc*) e da seletividade/recuperação global do sistema de separação (*MembraneSelectivity*). Em síntese, a diferença central em relação ao onshore está na introdução do custo anual de fretamento e na ampliação do custo unitário operacional para refletir as especificidades da operação *offshore*, preservando a comparabilidade por meio do mesmo quociente em valor presente.

$$LCOL_i = \frac{NPVCosts}{NPVVolLi} \quad (3.8)$$

$$NPVCosts = NPVOPEX + Aluguel_{anual} \quad (3.9)$$

$$Aluguel_{anual} = Diaria_{Navio} \cdot Days \quad (3.10)$$

$$NPVOPEX = \sum_{t=1}^N \frac{OPEX_t}{(1+r)^t} \quad (3.11)$$

$$OPEX_t = VolPW_t \cdot Infra\ OPEX_{Navio} \cdot Days \quad (3.12)$$

$$Infra\ OPEX_{Navio} = Infra\ OPEX + OPEX_{Navio} \quad (3.13)$$

$$NPVLi = NPVVolLi \cdot DensityLi \quad (3.14)$$

$$NPVVolLi = \sum_{t=1}^N \frac{VolLi_t}{(1+r)^t} \quad (3.15)$$

$$VolLi_t = VolPW_t \cdot \frac{ConcentrationLiPerc}{100} \cdot MembraneSelectivity \quad (3.16)$$

Tabela 4 – Definição das variáveis adicionais do LCOL offshore (aluguel)

Símbolo	Unidade	Descrição
$Aluguel_{anual}$	US\$/ano	Custo anual de fretamento (aluguel) da embarcação, somado ao $NPVOPEX$ para compor o custo total.
<i>(Continua na próxima página)</i>		

Tabela 4 – (Continuação da tabela 4)

Símbolo	Unidade	Descrição
$Diaria_{Navio}$	US\$/dia	Custo da diária de fretamento da embarcação naval.
$Infra\ OPEX_{Navio}$	US\$/m ³	Custo unitário de operação offshore. É a soma do custo base $Infra\ OPEX$ e do adicional marítimo $OPEX_{Navio}$.
$OPEX_{Navio}$	US\$/m ³	Componente adicional do custo operacional marítimo, referente a combustível, tripulação, manutenção de bordo e logística.

3.1.3 Cenário Offshore com Aquisição do Navio

Por fim, o cenário offshore com a compra do navio possui o fluxograma simplificado representado na Figura 12

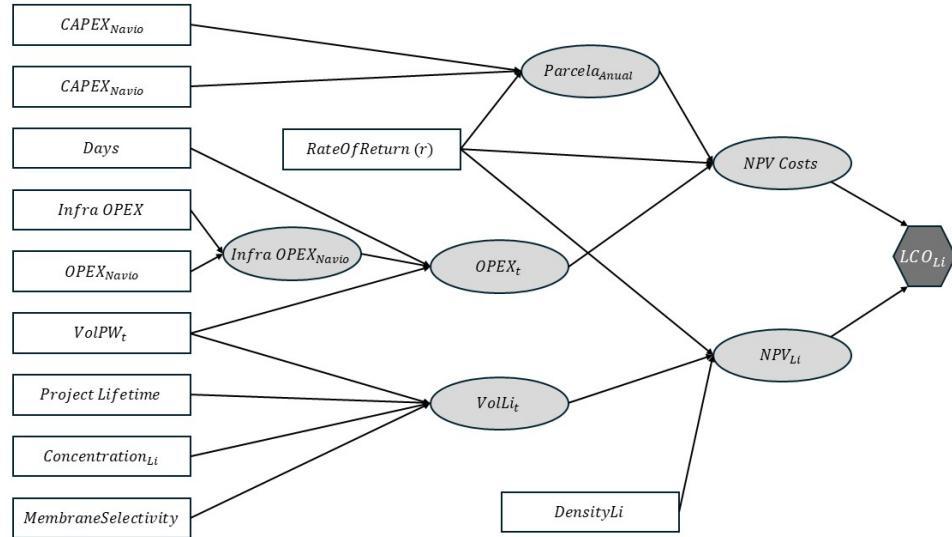


Figura 12 – Fluxograma das variáveis na equação de LCOL para o cenário offshore com aquisição de navios.

No cenário *offshore* com aquisição da embarcação, a estrutura do cálculo do

LCOL mantém a mesma forma geral, a razão entre o valor presente dos custos totais e o valor presente da produção útil de lítio, conforme apresentado na Equação (3.17). A principal diferença em relação aos demais cenários está na forma de contabilizar o investimento associado ao navio: em vez de um custo anual de aluguel, considera-se uma parcela anual de capital que representa a amortização do investimento em embarcação e equipamentos navais ao longo de sua vida útil.

Assim, o termo NPVCosts (Eq. 3.18) é formado pela soma do NPVOPEX e da $Parcela_{anual}$, esta última calculada segundo a Equação (3.22). A fórmula da $Parcela_{anual}$ aplica o método de recuperação de capital (*Capital Recovery Factor*), que distribui o valor do investimento CAPEX_{Navio} ao longo da vida útil da embarcação (Lifetime_{Navio}), considerando uma taxa de retorno desejada (RateOfReturn). Dessa forma, o investimento inicial é convertido em um custo anual equivalente, tornando comparável o desembolso de capital com as despesas operacionais recorrentes e permitindo que ambos sejam trazidos a valor presente na mesma base temporal.

O termo NPVOPEX (Eq. 3.19) é obtido pela soma dos custos operacionais descontados ao longo do horizonte de análise, em que cada $OPEX_t$ (Eq. 3.20) resulta do produto entre a vazão de água tratada ($VolPW_t$), o custo unitário de operação da planta Infra OPEX_{Navio} e o número de dias operacionais (*Days*). O custo unitário Infra OPEX_{Navio} (Eq. 3.21) integra tanto os custos de infraestrutura da planta (Infra OPEX) quanto os custos marítimos específicos (OPEX_{Navio}), como combustível, manutenção de sistemas de bordo, tripulação e logística offshore.

O denominador segue a mesma estrutura dos outros cenários, em que o NPVVolLi (Eq. 3.24) é a soma em valor presente dos volumes anuais de lítio recuperado ($VolLit_t$), calculados a partir da vazão de água produzida ($VolPW_t$), da concentração média de lítio (ConcentrationLiPerc) e da seletividade das membranas (MembraneSelectivity), conforme a Equação (3.25). Quando necessário, o NPVLi (Eq. 3.23) é utilizado para conversão entre massa e volume com base na densidade do lítio (DensityLi).

Em síntese, a diferença fundamental deste cenário em relação ao caso de aluguel da embarcação é a substituição do custo fixo anual de fretamento por uma parcela de amortização de capital calculada financeiramente, representando a pro-

priedade do ativo naval e sua depreciação ao longo do tempo. Essa abordagem captura adequadamente o perfil de investimento de longo prazo e permite comparar o impacto econômico da aquisição do navio em relação às demais alternativas sob uma mesma estrutura de custo nivelado.

$$LCOL_i = \frac{NPVCosts}{NPVVolLi} \quad (3.17)$$

$$NPVCosts = NPVOPEX + Parcela_{anual} \quad (3.18)$$

$$NPVOPEX = \sum_{t=1}^N \frac{OPEX_t}{(1+r)^t} \quad (3.19)$$

$$OPEX_t = VolPW_t \cdot Infra\ OPEX_{Navio} \cdot Days \quad (3.20)$$

$$Infra\ OPEX_{Navio} = Infra\ OPEX + OPEX_{Navio} \quad (3.21)$$

$$Parcela_{anual} = CAPEX_{Navio} \times \frac{r (1+r)^{Lifetime_{Navio}}}{(1+r)^{Lifetime_{Navio}} - 1} \quad (3.22)$$

$$NPVLi = NPVVolLi \cdot DensityLi \quad (3.23)$$

$$NPVVolLi = \sum_{t=1}^N \frac{VolLi_t}{(1+r)^t} \quad (3.24)$$

$$VolLi_t = VolPW_t \cdot \frac{ConcentrationLiPerc}{100} \cdot MembraneSelectivity \quad (3.25)$$

Tabela 5 – Definição das variáveis do LCOL offshore (aquisição de embarcação)

Símbolo	Unidade	Descrição
$Parcela_{anual}$	US\$/ano	Parcela anual de amortização que distribui o $CAPEX_{Navio}$ ao longo da $Lifetime_{Navio}$.
$CAPEX_{Navio}$	US\$	Investimento total (CAPEX) na aquisição da embarcação e equipamentos navais.
$RateOfReturn$	–	Taxa de desconto usada para calcular a $Parcela_{anual}$.

(Continua na próxima página)

Tabela 5 – (Continuação da tabela 5)

Símbolo	Unidade	Descrição
$Lifetime_{Navio}$	anos	Período de vida útil da embarcação naval, utilizado como horizonte de amortização do $CAPEX_{Navio}$.

3.2 Levantamento de Dados

3.2.1 Cenário onshore

Os dados de entrada para o cálculo do Custo Nivelado do Lítio (LCOL) foram baseados em valores da literatura, os quais foram devidamente ajustados para se adequarem ao escopo deste projeto, considerando o cenário onde a água produzida e o seu tratamento ocorrem em terra firme. A Tabela 2 detalha os parâmetros utilizados e suas respectivas fontes.

Tabela 6 – Parâmetros de Entrada para a Modelagem

Variável	Valor(es)	Unidade	Fonte
$ProjectLifetime$	38	Anos	(NABZAR; DUPLAN, 2011)
$RateOfReturnPerc$	14	%	<i>Benchmarking</i>
$Days$	350	Dias	(SUÁREZ et al., 2015)
$DensityLi$	534	kg/m^3	(KG-M3.COM, 2025)
$ConcentrationLiPerc$	0,05	kg/m^3	(NGUYEN et al., 2023)
$MembraneSelectivity$	99,4	%	(XU et al., 2020)
$Infra\ OPEX$	1,81	$$/m^3$	(SUÁREZ et al., 2015)

O tempo de vida útil do projeto foi estabelecido com base no ciclo de vida de um poço de petróleo (NABZAR; DUPLAN, 2011). Da mesma fonte, extraiu-se a curva de volume de produção de água produzida ao longo do tempo. Os valores por ano dessa curva apresentada na Tabela 3 estão na seção de anexo.

O custo operacional (OPEX) base foi adotado como sendo de $\text{€ } 1,16/m^3$ (SUÁREZ et al., 2015). Para atualizar este custo para o período do presente estudo, aplicou-se o *Chemical Engineering Plant Cost Index* (CEPCI), um índice que reflete a variação de custos de capital na indústria química ao longo do tempo. Foi

Tabela 7 – Volume de Produção em Intervalos de 5 Anos

Ano	Volume (m^3/dia)
1	0,00
5	0,00
10	2.500,25
15	18.125,61
20	21.350,61
25	24.530,19
30	31.843,22
35	17.762,23
38	17.398,85

utilizada a razão entre os valores do CEPCI de abril de 2024 (803,3) e de 2015 (556,8), ano correspondente à publicação de referência, conforme a Equação 3.26.

$$1,16 \text{ €/m}^3 \cdot \frac{\text{CEPCI}_{\text{Abr 2024}}}{\text{CEPCI}_{2015}} = 1,16 \cdot \frac{803,3}{556,8} \approx 1,67 \text{ €/m}^3 \quad (3.26)$$

Subsequentemente, o valor atualizado em euros foi convertido para dólares americanos. Considerando uma taxa de câmbio projetada para 2025 de 1,17 USD/EUR, o custo final do OPEX de infraestrutura (*Infra OPEX*) foi calculado como demonstrado na Equação 3.27.

$$\text{Infra OPEX}_1 = 1,67 \text{ €/m}^3 \cdot 1,17 \text{ $/€} \approx 1,96 \text{ $/m}^3 \quad (3.27)$$

Para a definição da taxa de retorno adotada no modelo financeiro deste projeto, utilizou-se o WACC (*Weighted Average Cost of Capital*). Essa abordagem foi escolhida por estar alinhada à estrutura de modelagem do DESNZ, permitindo flexibilidade na representação dos riscos específicos do projeto, especialmente diante da ausência de um histórico consolidado para projetos de extração de lítio a partir de água produzida. O valor adotado do WACC foi fundamentado em *benchmarks* setoriais: no setor de mineração de lítio, estudos de viabilidade, como o do projeto Bandeira (IONIC, 2023) no Brasil, utilizaram uma taxa de desconto real de 8% ao ano em dólares. Já na indústria de petróleo, companhias como a Petrobras operam com um WACC nominal de aproximadamente 9% em dólares (FINBOX, 2025), enquanto globais, como a TotalEnergies, adotam taxas superiores a 12% a.a. para projetos de energia (RESEARCH, 2024). Assim, con-

siderando o caráter inovador, o risco tecnológico, será considerada uma taxa de 14% ao ano, representando uma estimativa conservadora para os cálculos.

3.2.2 Cenário offshore

A definição dos custos relacionados ao uso de embarcações constitui etapa fundamental na estimativa do preço de produção do lítio a partir da água produzida offshore. Para essa finalidade, foram adotadas duas abordagens distintas: a estimativa direta do aluguel de embarcações, e a simulação da aquisição de um navio, com amortização do investimento ao longo de sua vida útil.

3.2.2.1 Aluguel da Embarcação

No primeiro cenário, serão consideradas as variáveis representadas na Tabela 8. Para ele, foi considerado o aluguel de uma embarcação PSV (*platform supply vessel*) com área de 900 m² (RIVIERA, 2025). Em dados de 2025, o valor diário de aluguel foi identificado em 4.974 £, o que corresponde a 6.540,81 \$/dia, utilizando a taxa de conversão de 1,315 USD = 1 GBP também utilizada nessa mesma literatura. Para fins de dimensionamento, utilizou-se a informação de que uma membrana com capacidade de filtragem de 1200 m³ de água por dia ocupa uma área aproximada de 8,07 m².

Tabela 8 – Parâmetros Adicionais para o Cenário Offshore (Aluguel)

Variável	Valor(es)	Unidade	Fonte
<i>DiariaNavio</i>	6.540,81	\$/dia	(RIVIERA, 2025)
<i>Infra OPEX</i>	1,96	\$/m ³	(NGUYEN et al., 2021)
<i>OPEX Navio</i>	4,96	\$/m ³	(NGUYEN et al., 2021)
<i>Infra OPEX_{Navio}</i>	6,92	\$/m ³	(NGUYEN et al., 2021)

Adicionalmente, foi definido que o volume máximo de água produzida ao longo da vida útil do poço seria de 32.206,61 m³, o que equivale a 27 sistemas de membrana de osmose reversa, como demonstrado na Equação 3.28 (CORPORATION, 2023). Dessa forma, seria necessária uma área útil de 217,76 m² para comportar todos os 27 sistemas como na Equação 3.29

$$N_{\text{membranas}} = \frac{32,206,61}{1,200} \approx 26,84 \text{ membranas} \quad (3.28)$$

$$A_{\text{útil do navio}} = 27 \times 8,07 \approx 218,43 \text{ m}^2 \quad (3.29)$$

O cálculo do Infra OPEX_{Navio} relacionado ao uso do navio envolve os custos adicionais provenientes da operação marítima. Para isso, utilizaram-se valores de literatura que abrangem despesas com mão de obra, combustível e manutenção geral da embarcação, para posteriormente serem incorporadas aos custos originalmente previstos para o cenário *onshore* (NGUYEN et al., 2021).

Na literatura, esse valor foi obtido a partir de um navio com dimensões semelhantes ao utilizado na estimativa deste estudo. Assim, os valores foram empregados como uma aproximação, considerando as diferenças temporais e as devidas atualizações de custo pelo índice CEPCI.

$$\text{Infra OPEX}_{\text{Navio}} = \text{Infra OPEX} + \text{OPEX Navio} = 1,96 + 4,96 = 6,92 \text{ \$/m}^3 \quad (3.30)$$

Em síntese, o cenário de aluguel da embarcação representa uma alternativa flexível e de rápida implementação para a operação offshore, permitindo o uso de uma unidade de apoio já existente sem necessidade de investimento em ativos navais próprios.

3.2.2.2 Simulação de aquisição do navio

No segundo cenário, as variáveis utilizadas estão expressas na Tabela 9. Nesse caso, optou-se por avaliar a compra de um navio. O navio utilizado como referência foi o Ferry M/F Tysfjord, o qual possui uma área de 1.411,2 m³ (NGUYEN et al., 2021). O custo de aquisição identificado foi de 3.200.000 dólares em 2014.

Tabela 9 – Parâmetros Adicionais para o Cenário Offshore (Aquisição)

Variável	Valor(es)	Unidade	Fonte
CAPEX _{Navio}	4.462.003	\$ (USD)	(NGUYEN et al., 2021)
Parcela _{anual}	1.064.289,29	m ²	(NGUYEN et al., 2021)
Lifetime _{Navio}	10	Anos	(NGUYEN et al., 2021)

Aplicando-se o índice CEPCI (Chemical Engineering Plant Cost Index) para atualização do custo do navio ao ano de 2024, obteve-se um valor equivalente a

4.462.003 dólares. Para o cálculo do valor por metro cúbico, esse montante foi amortizado ao longo de uma vida útil de 10 anos. Dessa forma, foi utilizada a taxa de retorno já considerada no projeto (20%), resultando em um custo anual de 1.064.289,29 dólares.

$$\text{Parcela}_{\text{anual}} = 4.462.003 \times \frac{0,2 \times (1 + 0,2)^{10}}{(1 + 0,2)^{10} - 1} \approx 1.064.289,29 \text{ US\$} \quad (3.31)$$

Nesse caso, foi utilizado o mesmo racional do cenário de aluguel de navios para o cálculo do OPEX. O custo operacional utilizado corresponde à soma do Infra OPEX com o Infra OPEX₂, resultando nos custos tanto de operação do processo com as membranas de osmose reversa quanto de operação da embarcação.

Dessa forma, observa-se que os custos associados ao uso de embarcações variam significativamente conforme a estratégia adotada, de modo que a diferença total de custo decorre, essencialmente, da comparação entre a parcela anual de aluguel do navio e a parcela amortizada referente à sua aquisição.

3.2.3 Análises de Cenário e Simulações de Monte Carlo

As análises de cenário e de Monte Carlo foram conduzidas com o objetivo de avaliar a sensibilidade do custo nivelado do lítio (LCOL) em relação às principais variáveis do modelo, buscando compreender como as incertezas técnicas e econômicas afetam o desempenho econômico do sistema de extração. Ambas as abordagens foram implementadas em linguagem Python, de modo a permitir a reproduzibilidade dos cálculos e a flexibilidade na variação dos parâmetros.

A distinção entre as variáveis usadas em análise de cenários e em simulação de Monte Carlo decorre do papel que cada uma desempenha no modelo. Foram tratadas como cenários aquelas variáveis que representam escolhas de projeto ou de contratação em nível estratégico, isto é, alternativas discretas que o decisor pode comparar e escolher: diferentes níveis de seletividade de membrana (associados a tecnologias ou configurações distintas), valores de Infra OPE (estratégias operacionais e de eficiência), estruturas de custo de aluguel ou de compra da embarcação e a decisão de adotar ou não uma etapa prévia de osmose reversa. Já a simulação de Monte Carlo foi reservada para variáveis cuja incerteza é essencial-

mente operacional e contínua, sujeita a variação natural ao longo do tempo e bem descrita por distribuições de probabilidade, como o volume de água produzida e a concentração de lítio no afluente. Dessa forma, cenários comparam configurações alternativas de sistema sob premissas fixas, enquanto a Monte Carlo quantifica o efeito da variabilidade intrínseca desses insumos sobre a dispersão do LCOL. As variáveis que foram variadas estão expressas na Tabela 10

Tabela 10 – Variáveis consideradas nas análises de cenário e nas simulações de Monte Carlo.

Tipo de análise	Variável variada	Cenário
Análise de Cenários	Seletividade da membrana (<i>MembraneSelectivity</i>)	Onshore
	OPEX da operação (<i>Infra OPEX</i>)	Onshore
	Preço de aluguel do navio (<i>DiariaNavio</i>)	Offshore
	Preço de compra do navio (<i>Aluguelanual</i>)	Offshore
	Realização de etapa prévia de osmose reversa	Offshore
Análise de Monte Carlo	OPEX da embarcação (<i>Infra OPEXNavio</i>)	Offshore
	Volume de água produzida (<i>VolPW_t</i>)	Onshore
	Concentração de lítio na água produzida (<i>ConcentrationLiPerc</i>)	Onshore

A distribuição entre variáveis onshore e offshore reflete o papel de cada uma na arquitetura do sistema. As variáveis de seletividade da membrana e de OPEX da operação (*Infra OPEX*) foram analisadas em cenário onshore porque dizem respeito ao desempenho intrínseco do processo de separação e ao custo marginal por metro cúbico tratado, que são comuns a qualquer arranjo, mas foram tomadas com o caso-base em terra como referência. Já as variáveis ligadas ao navio (preço de aluguel, preço de compra, realização de etapa prévia de osmose reversa embarcada e *Infra OPEXNavio*) são específicas dos arranjos offshore, pois só

existem quando há operação marítima e uso de embarcação como plataforma de processamento. Por fim, na análise de Monte Carlo, volume de água produzida e concentração de lítio foram variáveis estocásticas apenas no cenário onshore, que serve como caso de referência para avaliar a sensibilidade do LCOL às incertezas operacionais básicas antes de introduzir a complexidade adicional dos custos marítimos.

3.2.3.1 Análise de Cenários

A análise de cenários foi conduzida com o objetivo de avaliar o impacto individual de diferentes parâmetros operacionais e econômicos sobre o custo nivelado do lítio (*LCOL*), permitindo identificar quais variáveis exercem maior influência na viabilidade econômica do sistema. Essa abordagem é essencial para compreender o comportamento do modelo diante de condições realistas de incerteza técnica e de mercado, e fornece subsídios para a priorização de esforços de otimização e mitigação de risco.

O racional da metodologia baseia-se na variação controlada de um parâmetro por vez, mantendo as demais variáveis constantes em seus valores de referência. Dessa forma, é possível isolar o efeito direto de cada variável sobre o *LCOL*. As variáveis selecionadas para esta análise foram definidas com base em sua relevância econômica e na sua relação direta com o desempenho técnico e operacional do sistema: seletividade da membrana de osmose reversa, *Infra OPEX*, preço de aluguel do navio, preço de compra do navio, *Infra OPEX_{Navio}* e a realização ou não de uma etapa prévia de osmose reversa.

A seguir, são descritos o racional e o propósito de variação de cada uma dessas variáveis:

A seletividade da membrana representa a capacidade do sistema de separar o íon lítio dos demais sais presentes na água produzida, sendo um dos parâmetros mais determinantes para o desempenho do processo. Para a análise de cenário, essa variável foi variada dentro de uma faixa realista obtida na literatura, de forma a representar desde membranas de desempenho convencional até configurações mais seletivas. O objetivo dessa variação foi avaliar como o aumento na seletividade influencia a quantidade de lítio recuperado e, consequentemente, o custo nivelado do produto final.

O *Infra OPEX* contempla todos os custos operacionais associados à infraestrutura da planta, incluindo energia elétrica, substituição de membranas, produtos químicos e manutenção preventiva. Na análise de cenário, o *Infra OPEX* foi ajustado proporcionalmente ao volume de água processada, assim como explicado no tópico de Levantamento de Dados. Essa variação permitiu identificar a sensibilidade do modelo a mudanças nos custos operacionais fixos e variáveis da planta.

O preço de aluguel do navio foi incluído no modelo como um custo fixo adicional diário aplicado apenas aos cenários embarcados. Essa variável é particularmente relevante porque representa um dos principais componentes do custo operacional em sistemas móveis de dessalinização. O valor de referência foi obtido de dados de mercado e literatura, sendo posteriormente variado dentro de uma faixa, a fim de avaliar o impacto do custo de fretamento sobre o *LCOL*. Essa análise permite inferir a viabilidade de operação do sistema em diferentes condições contratuais e de mercado marítimo.

O preço de aquisição do navio foi anualizado com base na taxa de retorno e vida útil da embarcação, de acordo com a metodologia de amortização financeira. Dessa forma, esse valor de aquisição do navio foi utilizado como OPEX na conta, visto que seria um custo constante em todos os anos. Na análise de cenário, esse valor foi variado dentro de um intervalo de custos de navios. Essa variação permitiu comparar estratégias alternativas de aquisição (compra versus aluguel) e compreender o efeito da imobilização de capital sobre o custo nivelado do lítio.

A quinta análise considerou a variação do componente adicional de custos operacionais marítimos, denominado *Infra OPEX_t*. Esse parâmetro representa os custos específicos associados à operação embarcada, incluindo despesas com combustível, tripulação, manutenção e suporte logístico necessários para o funcionamento do sistema de osmose reversa a bordo do navio somado aos custos do *Infra OPEX* convencional, que contempla os custos de operação da planta e do sistema de membrana de osmose reversa. O *Infra OPEX_t* está diretamente relacionado ao contexto marítimo e reflete as particularidades de operar uma unidade móvel de extração.

Por fim, a análise de cenários também contemplou a avaliação da adoção de uma etapa prévia de osmose reversa antes do processo de extração de lítio propri-

amente dito, integrada à própria plataforma de extração de petróleo. Essa etapa adicional tem como objetivo reduzir a salinidade e o teor de sólidos dissolvidos totais da água produzida, promovendo uma diminuição do volume total de efluente a ser tratado, porém mantendo constante a quantidade de lítio dissolvido. Como consequência, ocorre um aumento na concentração de lítio na solução remanescente, o que potencializa a eficiência do processo subsequente de extração e tende a reduzir os custos operacionais, uma vez que estes variam diretamente com o volume de água processada nas membranas. Para esse cenário, foi aplicada uma variação do volume de água a ser filtrada na etapa inicial de osmose reversa, ou seja, a porcentagem de diminuição do volume total de água produzida. Vale destacar que não há acréscimo de custos nesse arranjo, pois se assume que a plataforma de produção de petróleo já executa o pré-tratamento da água produzida. Da mesma forma, o escopo analisado neste trabalho inicia-se apenas a partir do momento em que a água é transferida para a embarcação, abrangendo exclusivamente as etapas subsequentes

O objetivo dessa análise foi quantificar o impacto do aumento ou redução dos custos marítimos sobre o custo nivelado do lítio (*LCOL*), comparando o comportamento dos dois modelos de operação considerados: o cenário de *aluguel do navio* e o cenário de *compra da embarcação*. Para isso, o *Infra-OPEX*₂ foi variado dentro de uma faixa de valores que representa uma incerteza de aproximadamente $\pm 50\%$ em relação ao valor de referência, abrangendo condições de operação mais econômicas e mais onerosas.

O cálculo do *LCOL* foi realizado para cada valor do *Infra-OPEX*₂ utilizando as funções computacionais desenvolvidas em linguagem Python, que diferenciam os dois tipos de operação. No cenário de aluguel, o modelo considera o custo operacional variável proporcional ao volume de água produzida (*VolPW*) acrescido do custo fixo diário de fretamento do navio, representado pelo termo *DiáriaNavio* \times *Days*. Já no cenário de compra, o custo fixo corresponde à parcela anual de amortização do investimento em capital da embarcação.

Em síntese, a análise de cenário buscou identificar quais fatores mais impactam o *LCOL* e em que magnitude, oferecendo uma visão quantitativa do comportamento do modelo sob diferentes configurações técnicas e econômicas.

3.2.3.2 Análise de Monte Carlo

Com o intuito de incorporar a variabilidade inerente às variáveis do sistema e representar as incertezas associadas aos parâmetros de entrada, foi realizada uma análise de Monte Carlo. Essa técnica consiste na execução de múltiplas simulações probabilísticas, em que os valores de entrada são amostrados a partir de distribuições de probabilidade pré-definidas, produzindo uma distribuição de resultados para o *LCOL*.

Tabela 11 – Distribuições de probabilidade e parâmetros utilizados nas simulações de Monte Carlo.

Variável	Distribuição	Parâmetros
Concentração de lítio na água produzida	Triangular	$c_{\min} = 0,03 \text{ kg/m}^3$; $c_{\text{mode}} = 0,065 \text{ kg/m}^3$; $c_{\max} = 0,12 \text{ kg/m}^3$
Volume de água produzida ($VolPW_t$)	Normal truncada em 0	Média: $\mu_t = VolPW_t$ (série anual); Desvio-padrão: $\sigma_t = 0,1 VolPW_t$; Truncamento inferior: 0

No presente trabalho, a incerteza da concentração de lítio foi modelada por uma distribuição triangular contínua, parametrizada em kg/m^3 : *mínimo* $c_{\min} = 0,03 \text{ kg/m}^3$, *modo* $c_{\text{mode}} = 0,065 \text{ kg/m}^3$ e *máximo* $c_{\max} = 0,12 \text{ kg/m}^3$. A escolha dessa distribuição se justifica pela adequação a contextos com evidência conhecimento limitado, mas com capacidade de definir um intervalo plausível e um valor central mais provável. As amostras foram geradas por $n = 10.000$ simulações independentes (semente pseudoaleatória `seed = 42`), e cada realização entra diretamente no termo de produção do modelo, já em unidades de kg/m^3 .

Em cada iteração, calcula-se o *LCOL* mantendo fixos os demais parâmetros. O procedimento resulta em uma distribuição empírica para o $LCOL_i$, da qual

se extraem estatísticas resumidas (média, desvio-padrão e percentis 5%, 50% e 95%), sintetizando a variação esperada do custo unitário condicionada à incerteza de concentração nos limites [0,03, 0,12] kg/m³.

Adicionalmente, realizou-se uma segunda análise de Monte Carlo variando o volume de água produzida ($VolPW$) para avaliar o impacto da incerteza de vazão sobre o desempenho econômico do sistema. Nesta simulação, adotaram-se $n_{\text{sim}} = 5.000$ iterações, em cada uma das quais foi sorteada uma trajetória anual $VolPW_t^{(k)}$ a partir de uma distribuição normal com média igual à série de referência $VolPW_t$ e desvio-padrão proporcional de 10% ($\sigma_t = 0,1 VolPW_t$), impondo-se truncamento em zero para evitar valores negativos. Para cada amostra, o $LCOL_i$ foi calculado pela mesma rotina do caso-base, mantendo constantes a seletividade da membrana, o *Infra-OPEX*, a taxa de retorno, a vida do projeto e a densidade do lítio. Esse experimento quantifica o efeito da variabilidade da capacidade de processamento sobre o custo nivelado, capturando simultaneamente seu reflexo no numerador (OPEX proporcional ao volume tratado) e no denominador (massa total de lítio recuperada).

Em síntese, a aplicação da simulação de Monte Carlo com VolPW estocástico tem como objetivo fornecer uma leitura mais abrangente do comportamento do sistema frente a incertezas operacionais, contribuindo para uma análise de risco mais robusta e para a definição de margens operacionais seguras no processo de extração de lítio a partir de água produzida.

4 RESULTADOS

Esta seção apresenta os resultados dos cenários e simulações definidos na Metodologia, cobrindo: (i) caso-base *onshore* (apenas OPEX marginal do processo com membranas), (ii) dois arranjos *offshore* com *aluguel* e com *aquisição* de embarcação, (iii) análises de cenário e (iv) simulação de Monte Carlo para incertezas críticas. Em todos os casos, o indicador de desempenho é o custo nivelado do lítio (LCOL), definido como a razão entre o Valor Presente Líquido (VPL) dos custos e o VPL do volume de lítio recuperado ao longo da vida do projeto (conforme Seção 3 de Metodologia). Salvo indicação em contrário, consideraram-se vida econômica e taxa de desconto de referência especificadas nos parâmetros do estudo.

4.1 Cenário onshore

No cenário onshore, assume-se a inexistência de acréscimo de capital fixo específico ao projeto, de modo que o custo é integralmente operacional e proporcional à vazão tratada. O LCOL resulta, portanto, do encadeamento entre o custo marginal por metro cúbico processado (Infra OPEX) e os fatores de rendimento que transformam o volume tratado em massa de lítio recuperada, conforme as equações apresentadas na Seção de Metodologia. A partir da aplicação do Infra OPEX à série de volumes anuais de água produzida ($VolPW_t$) e do desconto pela taxa r , obtém-se um valor presente de custos $NPVCosts \approx \text{US\$} 21.858.829,94$. Em paralelo, a conversão desse mesmo volume tratado em massa de lítio, via concentração média de Li na água produzida e seletividade global da membrana, resulta em uma produção acumulada em valor presente $NPVLi \approx 3.847.794,22 \text{ kg Li}$. A razão entre essas duas grandezas leva ao custo nivelado estimado para o cenário onshore, $LCOL_i \approx \text{US\$} 5,68/\text{kg Li}$. Tomando como referência o preço do carbonato de lítio (produto mais comercializado e adotado como *proxy* de valor neste

estudo) de US\$ 12,00/kg, obtém-se uma razão custo/preço de aproximadamente 47%, o que indica potencial de viabilidade econômica para a comercialização do lítio produzido, uma vez que o custo projetado permanece substancialmente abaixo do patamar de preço de referência considerado.

4.2 Cenário offshore

Na configuração offshore com afretamento, soma-se ao OPEX da planta um custo adicional de operação marítima e um componente fixo de $Aluguel_{anual}$ da embarcação, de modo que o numerador do LCOL passa a incluir, além do NPVOPEX, o termo associado à diária do navio multiplicada pelos dias operacionais. Mantendo constante o valor presente da massa de lítio produzida, calculado anteriormente em $NPVLi \approx 3,85 \times 10^6$ kg Li, a inclusão desses custos eleva o valor presente total dos dispêndios para $NPVCosts \approx \text{US\$} 84.512.306,23 \times 10^6$. A razão entre essas duas grandezas resulta em um custo nivelado de $LCOL_i \approx \text{US\$} 21,96/\text{kg Li}$. Esse valor é significativamente superior ao preço de referência do carbonato de lítio no mercado (US\$ 12,00/kg), indicando inviabilidade econômica da comercialização do lítio produzido nesse arranjo offshore com afretamento.

Já na configuração offshore com aquisição da embarcação, também se somam ao OPEX os custos de operação marítima, porém o componente fixo incorporado ao numerador do LCOL passa a ser a parcela anual de capital associada à compra do navio, calculada pela fórmula de recuperação de capital ao longo da vida útil da embarcação. Mantendo-se constante o valor presente da massa de lítio produzida, previamente obtido em $NPVLi \approx 3.847.794,22$ kg Li, a inclusão dessa parcela anual eleva o valor presente total dos dispêndios para $NPVCosts \approx \text{US\$} 79.916.731,61$. A razão entre essas grandezas resulta em um custo nivelado de $LCOL_i \approx \text{US\$} 20,77/\text{kg Li}$. Assim como no caso de afretamento, esse valor permanece acima da cotação de referência do carbonato de lítio em 2025 (US\$ 12,00/kg), o que indica inviabilidade econômica da comercialização do lítio produzido nesse arranjo offshore com aquisição da embarcação.

A comparação entre os cálculos de custo nivelado para os dois casos do cenário offshore demonstra uma diferença mínima de US\$ 1,19/kg. Essa diferença se deve apenas pela diferença de custo entre o aluguel da embarcação e a compra dele, visto que todos os outros custos se mantém o mesmo, dado que são considerados

cenários muito similares de dimensões do navio e dos equipamentos utilizados. Dessa forma, é possível observar que o custo de aluguel do navio utilizado como base representa um custo mais alto que a compra em um mesmo período de tempo, o que é coerente.

A comparação entre os custos nivelados dos dois arranjos *offshore* indica uma diferença absoluta de US\$ 1,19 por kg de Li entre as alternativas. Como todos os demais pressupostos foram mantidos constantes (dimensões similares do navio, mesma configuração de equipamentos, igual desempenho de processo e mesma vazão), essa diferença decorre exclusivamente da forma de custeio marítimo. No afretamento, o fluxo é reconhecido como diária recorrente, já na aquisição, o investimento é amortizado ao longo da vida útil do ativo.

Sob o horizonte e a taxa de utilização considerados, o custo unitário do afretamento se apresenta superior ao custo equivalente da compra, o que é coerente com a inclusão, na diária, de prêmios de risco, margem do armador e flexibilidade contratual. Em termos econômicos, a aquisição dilui o CAPEX sobre volumes maiores e se beneficia do custo de capital do projeto quando este é compatível com o risco, reduzindo o custo por unidade produzida.

Para que a vantagem da compra de fato ocorra, é necessário que a utilização efetiva da embarcação seja elevada e estável, com uma previsão de operação suficientemente longa para capturar toda a vida útil do navio. Então, cenários de utilização mais curtos, por exemplo, para poços que já estão no final de seu ciclo de vida, o afretamento pode ser mais seguro para evitar um custo desnecessário.

4.3 Análises de Cenário

Esta seção avalia, de forma sistemática, como diferentes combinações de parâmetros operacionais e econômicos afetam o custo nivelado do lítio (LCOL). Foram explorados cenários alterando seis variáveis principais: seletividade da membrana de osmose reversa, Infra OPEX por metro cúbico tratado, preço de aluguel da embarcação, preço de aquisição da embarcação, $Infra-OPEX_{Navio}$ por metro cúbico e a inclusão de uma etapa prévia de osmose reversa. Para as duas primeiras variáveis, serão analisados os cenários onshore, e para as outros quatro serão considerados os cenários offshore. Em todos os casos, mantém-se a mesma for-

mulação do LCOL definida na metodologia, isto é, a razão entre o valor presente dos custos líquidos do projeto e o valor presente da produção de lítio.

4.3.1 Onshore: Seletividade da membrana

A seletividade é um importante determinante tecnológico do desempenho, pois condiciona a fração de lítio efetivamente recuperada por unidade de volume processado. Os cenários consideraram faixas crescentes de seletividade, partindo de um regime de 5% de seletividade até 100%.

Os resultados indicam que o LCOL decresce de maneira côncava à medida que a seletividade aumenta como é possível na Figura 13. Em níveis baixos a moderados, variações de poucos pontos percentuais geram reduções expressivas de custo unitário, devido ao ganho proporcionalmente maior no denominador do LCOL. Em níveis já elevados, os ganhos marginais diminuem, refletindo retornos decrescentes típicos de processos com eficiência próxima ao limite. Em termos práticos, identifica-se um limiar de 47,19%, a partir do qual o valor do LCOL se iguala à cotação do carbonato de lítio no mercado em 2025. Sabendo que a porcentagem encontrada na literatura e que foi utilizada neste trabalho está acima de 90%, é possível perceber que essa variável está em uma margem bem segura na perspectiva da viabilidade financeira.

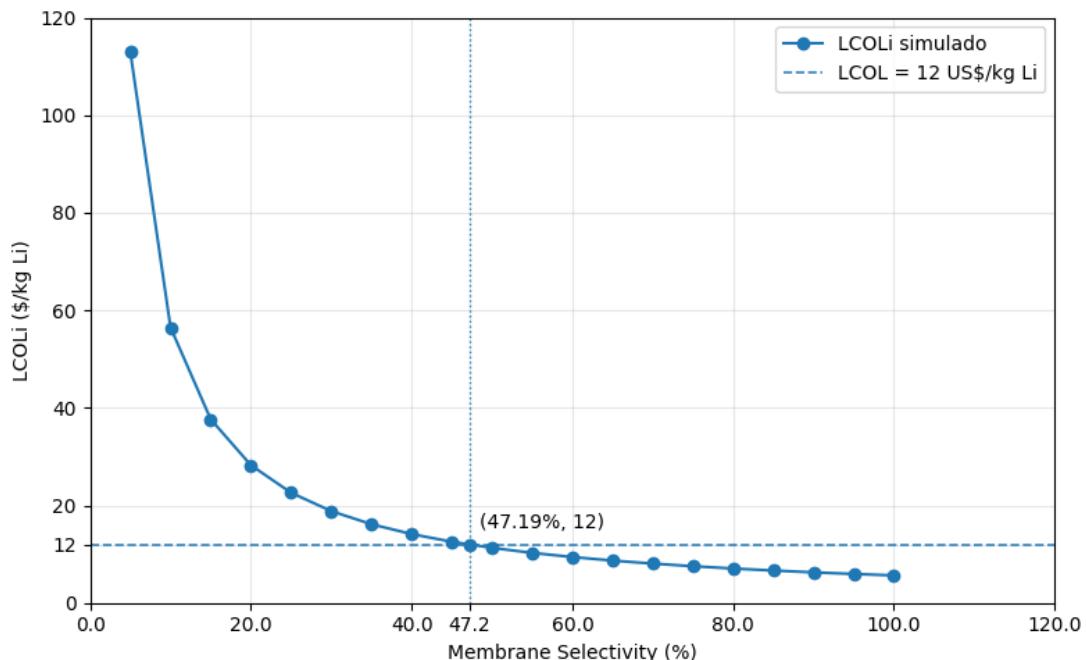


Figura 13 – Análise de cenário: Impacto da seletividade da membrana para o LCOL.

4.3.2 Onshore: Infra OPEX

O componente Infra–OPEX agrupa energia, químicos, limpeza e rotinas operacionais por metro cúbico tratado. A análise de cenário variou esse parâmetro em intervalos plausíveis para diferentes estratégias de operação e eficiência. Observa-se relação quase linear entre Infra–OPEX e LCOL: reduções incrementais de custo marginal se traduzem, de forma direta, em quedas proporcionais do custo nivelado.

O custo de operação necessário para um LCOL de US\$ 12,00/kg é de US\$ 4,14/kg. Levando em consideração que o Infra–OPEX utilizado neste trabalho foi de US\$ 1,96, é possível identificar que existe uma margem expressiva de mais de 100% de aumento do custo operacional a fim de igualar o custo nivelado do lítio ao preço de mercado do carbonato de lítio.

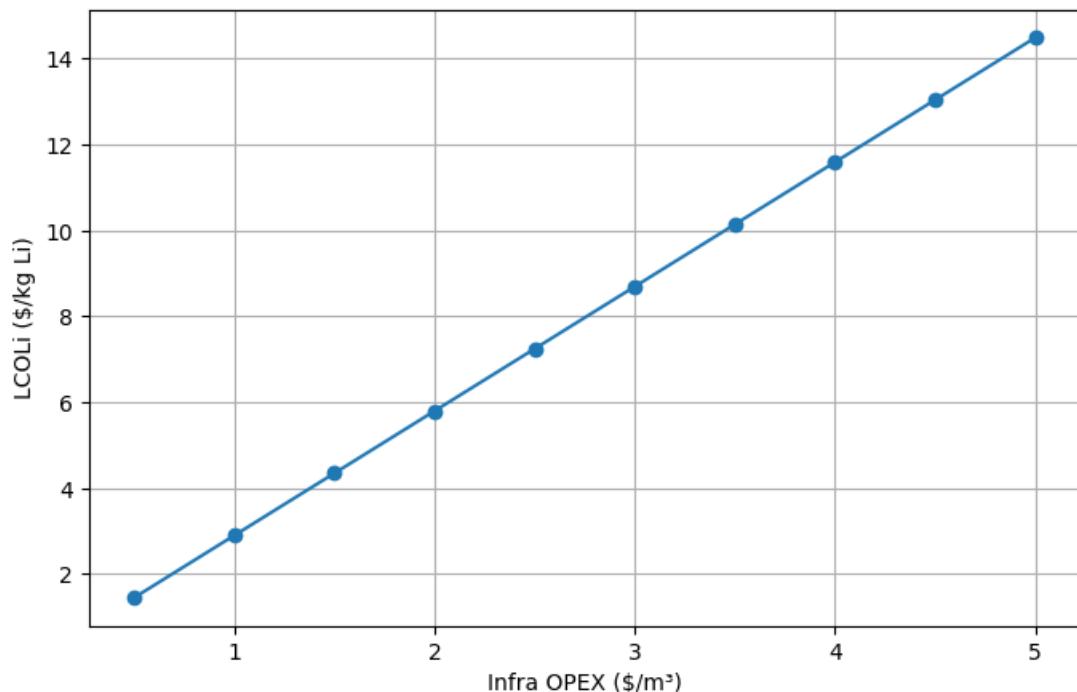


Figura 14 – Análise de cenário: Impacto dos custos operacionais para o LCOL.

4.3.3 Offshore: Preço de aluguel da embarcação

Nos cenários com afretamento, a diária da embarcação é um dos parâmetros de maior volatilidade, refletindo a ampla variedade de navios disponíveis (ano de construção, especificações técnicas e nível de tecnologia) ainda que sejam com-

patíveis com as dimensões exigidas pelo projeto. No intervalo analisado, o efeito sobre o LCOL é aproximadamente linear: diárias mais elevadas elevam o custo nivelado.

De forma geral, é possível perceber que em nenhum cenário de variação da diária do navio é possível alcançar um LCOL próximo de USD 12,00/kg, como é possível perceber na Figura 15. Isto se deve pelo custo alto de operação do navio, de maneira que mesmo em um cenário utópico onde o custo de aluguel com navio é igual a zero, o LCOL desse processo ainda seria equivalente a USD 20,06/kg.

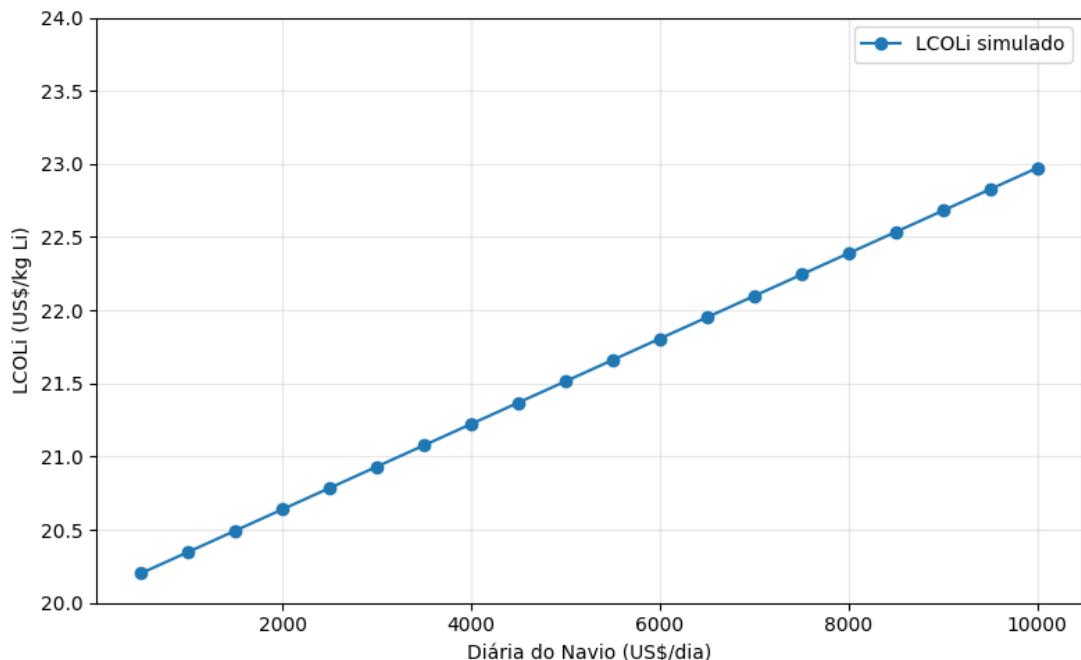


Figura 15 – Análise de cenário: Impacto do custo de aluguel da embarcação para o LCOL.

4.3.4 Offshore: Preço de aquisição da embarcação

Nos cenários com compra, o preço de aquisição foi variado mantendo-se a vida útil, o cronograma de amortização e a taxa de desconto do caso base. A resposta do LCOL ao custo da embarcação mantém um comportamento similar ao custo com diárias do navio, visto que a modelagem de ambos os custos são similares dentro da equação.

Assim como para o cenário de aluguel do navio, não existe nenhum preço de compra da embarcação que permita tornar o negócio viável financeiramente, como é possível observar na Figura 16. Da mesma forma, zerando esse custo

de aquisição o LCOL ainda seria de USD 20,06/kg. Esse valor representa o custo nivelado de lítio considerando apenas os custos operacionais do processo de extração do lítio com a membrana de osmose reversa e os custos de operação do navio.

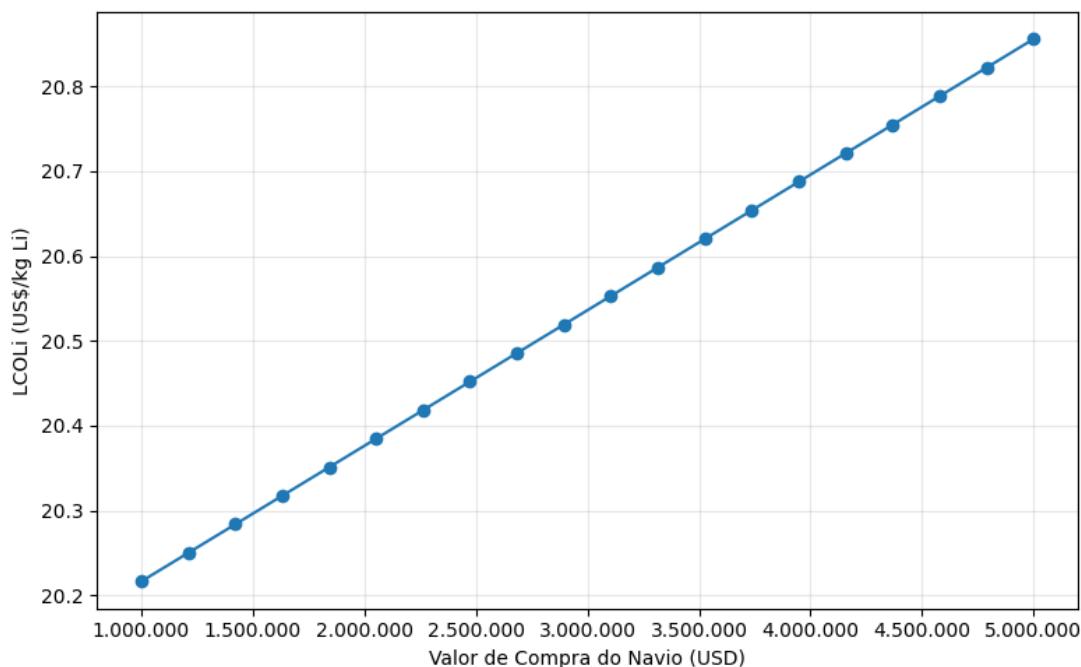


Figura 16 – Análise de cenário: Impacto do custo de aquisição da embarcação para o LCOL.

4.3.5 Offshore: Infra OPEX_{Navio}

Com as análises anteriores, foi possível perceber que o principal componente responsável por viabilizar o processo no ambiente offshore é custo operacional, ou seja, o Infra OPEX_{Navio}. Dessa forma, foi utilizada uma variação desse valor a fim de identificar um comportamento linear do LCOL e verificar se existe algum cenário onde o processo se torna viável.

No gráfico da Figura 17 é possível avaliar que existe um valor de custo operacional total que iguala o LCOL a USD 12,00/kg. No caso do cenário com o aluguel do navio, esse valor é USD 3,48 e para a aquisição da embarcação esse valor é de USD 3,89.

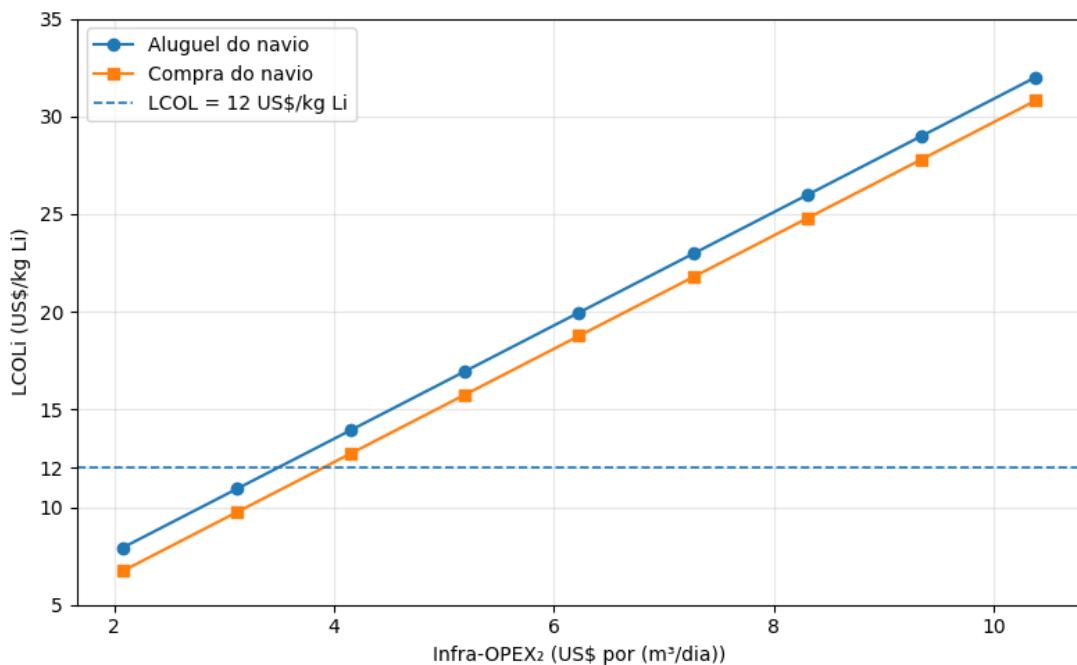


Figura 17 – Análise de cenário: Impacto do custo de operação com o navio para o LCOL.

4.3.6 Offshore: Inclusão de etapa prévia de osmose reversa

Analisa-se também o efeito de incluir uma etapa prévia de osmose reversa antes do estágio seletivo principal. Esse é um cenário possível visto que a plataforma de extração de petróleo pode já possuir uma etapa de filtragem inicial da água produzida com membranas de osmose reversa antes de ser transportada para a embarcação onde será extraído o lítio. Essa etapa adicional visa, em termos conceituais, aumentar a concentração de lítio ao reduzir o volume de água produzida, com um principal efeito potencial: reduzir o Infra-OPEX do estágio seletivo, visto que ele é proporcional ao volume de água filtrado.

Neste cenário, o custo nivelado do lítio atinge US\$ 12,00/kg quando a redução de volume pela etapa prévia de osmose reversa é de 49,7% no arranjo com afretamento e de 43,7% no arranjo com aquisição da embarcação, mantidas as demais hipóteses do caso base. Considerando a referência obtida em consultas a especialista, uma redução de 85% do volume, os LCOL projetados passam a US\$ 4,92/kg no cenário de aluguel e US\$ 3,72/kg no cenário de compra. Esses resultados indicam que a pré-filtragem por RO viabiliza economicamente o processo, ao deslocar o LCOL para patamares significativamente inferiores ao limite

de comparação adotado.

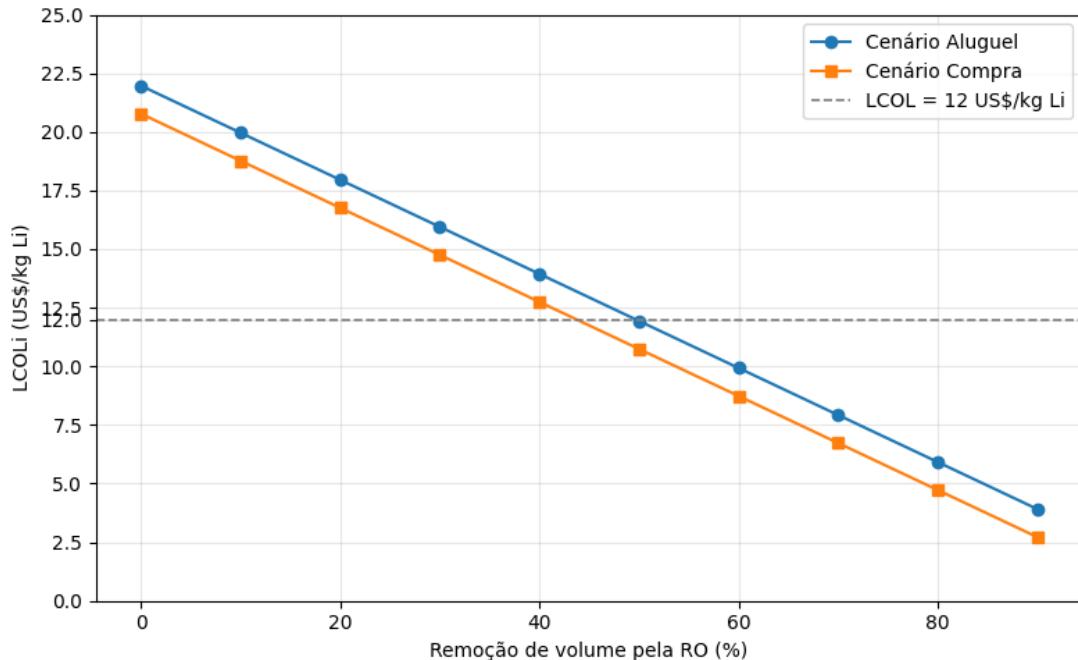


Figura 18 – Análise de cenário: Impacto de adição de uma etapa prévia de osmose reversa para o LCOL.

Os cenários com pré-RO mostram que a decisão é condicional ao balanço entre economia operacional e custos adicionais. Em contextos com água afluente mais desafiadora, a pré-RO melhora o desempenho do estágio seletivo e reduz o LCOL total, ao diminuir o Infra-OPEX efetivo e estabilizar a disponibilidade ao longo do tempo. Já em contextos com qualidade de afluente mais favorável ou quando o estágio seletivo tolera bem as condições de operação, a economia operacional pode não ser suficiente para compensar o CAPEX e o OPEX adicionais da pré-RO, resultando em LCOL similar ou ligeiramente maior. Em síntese, a inclusão da pré-RO é recomendada quando os ganhos de estabilidade e eficiência no estágio seletivo superam, em valor presente, os custos próprios da etapa adicional.

4.4 Análise de Monte Carlo

Esta subseção apresenta os resultados da análise de Monte Carlo do custo nivelado do lítio LCOL a variações em duas variáveis-chave do modelo: (i) volume de água produzida ao longo do horizonte de avaliação e (ii) concentração de lítio no afluente. Em ambos os exercícios, manteve-se a formulação do LCOL como

razão entre o valor presente dos custos operacionais e o valor presente da massa de lítio recuperada, utilizando o cenário onshore como referência.

4.4.1 Onshore: Concentração de lítio

Mantidos constantes volume, seletividade e demais parâmetros, a concentração de lítio atua diretamente no denominador do LCOL, pois determina a massa de lítio recuperada por metro cúbico tratado. O histograma da simulação de Monte Carlo da Figura 19 para a concentração de Li (distribuição triangular com parâmetros $0,0300\text{kg/m}^3$; $0,0650\text{kg/m}^3$; $0,1200\text{kg/m}^3$) revela uma distribuição assimétrica à direita do LCOL, com média de USD 5,55 /kg Li, desvio-padrão de USD 1,58 /kg Li e percentis 5–50–95%. A mediana inferior à média confirma a cauda longa em altos custos: amostras com teor de Li próximo ao limite inferior elevam o LCOL de forma desproporcional, enquanto teores mais altos comprimem o custo ao aumentarem a massa de lítio recuperada sem acréscimo equivalente no numerador.

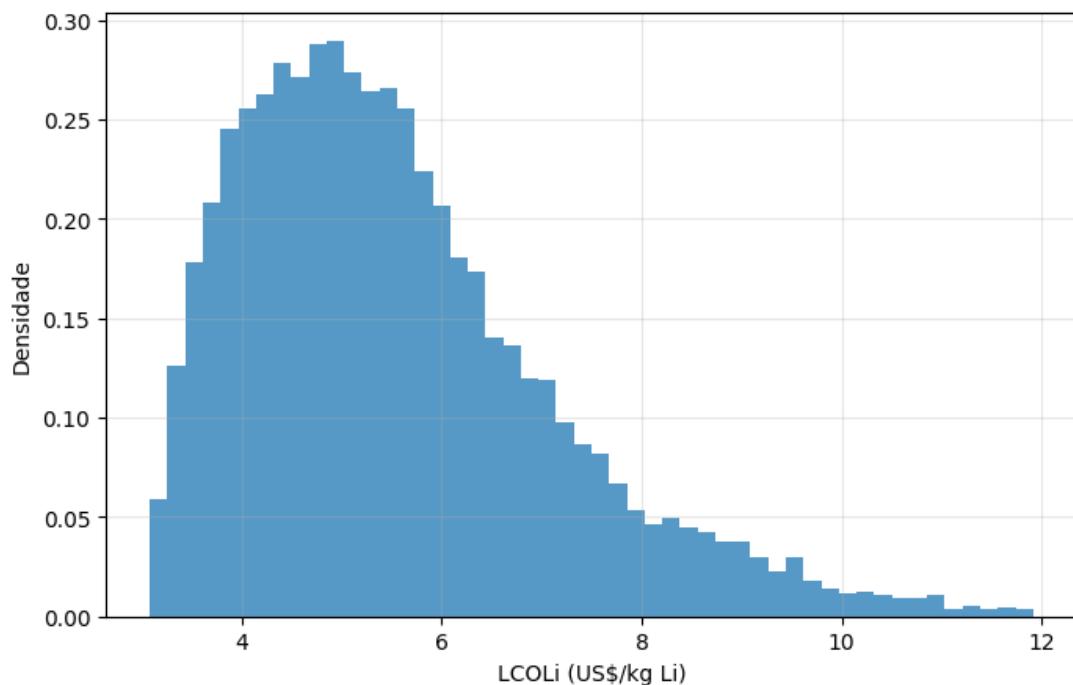


Figura 19 – Análise de Monte Carlo: Distribuição do LCOL variando a concentração de lítio na água produzida.

4.4.2 Onshore: Volume de água produzida

A simulação de Monte Carlo para incerteza em VolPW_t resultou em distribuição degenerada do indicador: média de $\text{LCOL}_i = 5,68 \text{ USD/kg Li}$, desvio-padrão nulo e percentis 5%–95% coincidentes (5,68 US\$/kg Li). Esse comportamento confirma que, sob as premissas deste caso, o LCOL_i é insensível a variações do volume tratado, como é possível verificar na Figura 20.

O resultado decorre da própria estrutura de custos adotada: os dispêndios operacionais relevantes são proporcionais ao volume tratado e o denominador do indicador — a massa de lítio produzida no período — também cresce na mesma proporção. Como não há componente fixo significativo no numerador (por exemplo, diária de embarcação ou amortização de ativo), o quociente entre custos e produção tende a permanecer constante, tornando o LCOL essencialmente insensível a variações do volume.

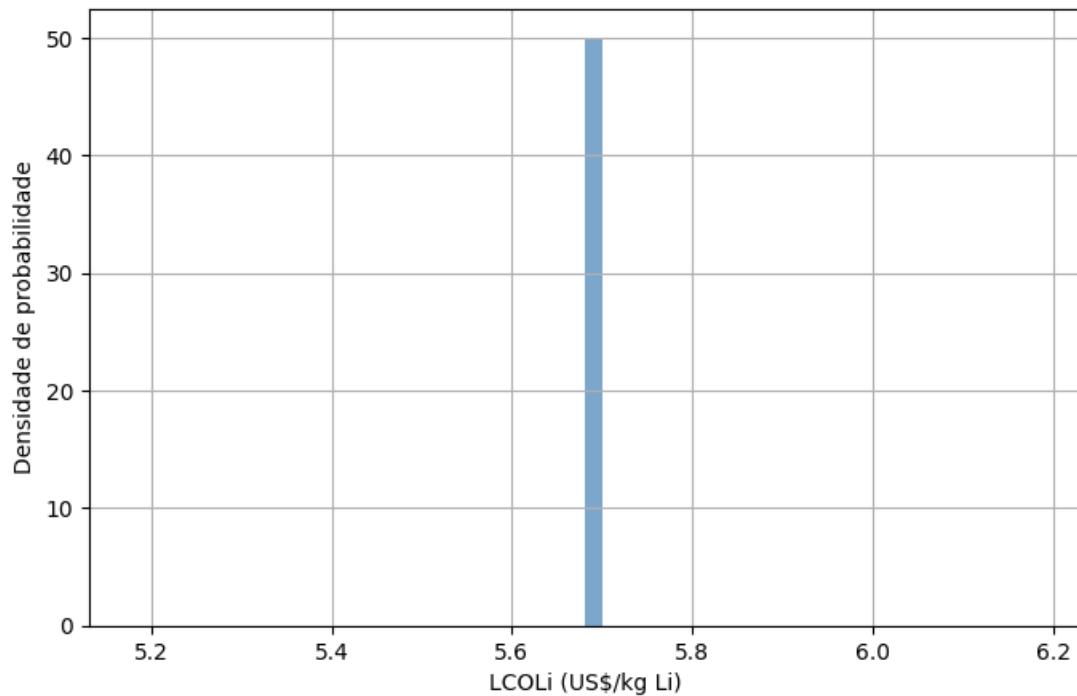


Figura 20 – Análise de Monte Carlo: Distribuição do LCOL variando o volume de água produzida.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho desenvolveu e aplicou um arcabouço quantitativo para estimar o custo nivelado do lítio (LCOL) obtido a partir de água produzida, estruturado sobre a formulação do DESNZ e implementado em linguagem Python. A análise contemplou um caso base em terra (onshore), dois arranjos embarcados (offshore, com afretamento e com aquisição da embarcação), exercícios de análise de cenário e simulações de Monte Carlo. Os principais achados são sintetizados a seguir.

No cenário onshore, em que o custo é estritamente operacional e proporcional ao volume tratado, obteve-se $LCOL \approx \text{US\$ } 5,68/\text{kg}$ de Li. Comparado ao preço de referência do carbonato de lítio de $\text{US\$ } 12,00/\text{kg}$, o custo projetado corresponde a cerca de 47% do preço, indicando potencial de viabilidade econômica para a comercialização do produto nesse arranjo.

Para os arranjos offshore, os custos operacionais e fixos associados ao uso da embarcação tornam-se determinantes do resultado. Com afretamento, o custo nivelado foi estimado em $\text{US\$ } 21,96/\text{kg}$; com aquisição, $\text{US\$ } 20,77/\text{kg}$. A diferença absoluta de aproximadamente $\text{US\$ } 1,19/\text{kg}$ decorre exclusivamente da forma de custeio marítimo, uma vez que os demais pressupostos foram mantidos constantes. Em ambos os casos, os valores superam de forma significativa o patamar de referência de preço do carbonato de lítio, o que, no caso base, inviabiliza economicamente a alternativa embarcada, sendo o custo operacional com o navio o responsável pelo aumento expressivo do LCOL.

As análises de cenário permitiram qualificar os direcionadores de custo e os limiares de viabilidade. Aumentos de seletividade da membrana reduzem o LCOL com retornos decrescentes em faixas elevadas; em termos de referência, o modelo aponta um limiar tecnológico abaixo do observado na literatura, o que reforça a robustez do caso onshore. A variação do custo marginal por metro cúbico tratado (Infra-OPEX) afeta o LCOL quase linearmente; mesmo duplicando o valor base,

o indicador permanece próximo ao patamar de comparação, sinalizando margem operacional. Para o offshore, a resposta do LCOL às diárias de afretamento e ao preço de aquisição é também aproximadamente linear no intervalo analisado, porém não há combinação de preços que, isoladamente, traga o custo para a região de US\$ 12/kg; mesmo zerando afretamento ou aquisição, o piso econômico projetado do arranjo embarcado permanece em torno de US\$ 20,06/kg, refletindo os demais custos operacionais marítimos. Em linha com esse diagnóstico, a redução do componente operacional embarcado agregado (Infra–OPEX₂) apresenta limiares de referência para viabilidade: cerca de US\$ 3,48 por (m³/dia) para o arranjo com afretamento e US\$ 3,89 por (m³/dia) para o arranjo com aquisição, a partir dos quais o LCOL se aproxima de US\$ 12/kg. Adicionalmente, a inclusão de uma etapa prévia de osmose reversa reduz o volume a ser tratado pelo estágio seletivo sem perda de massa de Li, deslocando o custo para baixo: o LCOL atinge US\$ 12/kg com reduções de volume de 49,7% (afretamento) e 43,7% (aquisição). Para a referência operacional discutida com especialistas, de 85% de redução de volume, os LCOL caem para US\$ 4,92/kg e US\$ 3,72/kg, respectivamente, o que viabiliza economicamente o arranjo offshore em condições compatíveis com essa pré-filtragem.

As simulações de Monte Carlo complementaram a avaliação sob incerteza. Variando a concentração de lítio por distribuição triangular em kg/m³. Dentro dos limites plausíveis, a distribuição do LCOL mostrou assimetria à direita, com média próxima de US\$ 5,55/kg, desvio-padrão em torno de US\$ 1,58/kg e percentis 5–50–95% em aproximadamente US\$ 3,54, US\$ 5,26 e US\$ 8,70/kg. A mediana inferior à média confirma a influência de teores baixos sobre a cauda de alto custo, evidenciando a concentração como um *driver* crítico de risco. Por outro lado, quando se introduz incerteza no volume de água processada mantendo a estrutura de custos estritamente proporcional ao volume e sem parcela fixa relevante, o LCOL permaneceu essencialmente constante no horizonte e nas hipóteses adotadas, refletindo a proporcionalidade entre numerador e denominador do indicador.

Do ponto de vista de decisão, os resultados sugerem três diretrizes: priorizar ambientes e estratégias que assegurem teores de lítio mais elevados no afluente efetivo do estágio seletivo, pois a elasticidade do LCOL em relação à concentração é elevada; perseguir reduções sustentáveis do custo marginal por m³ tratado,

inclusive por rotas de pré-tratamento que diminuam o volume demandado a jusante; e, no caso de operações embarcadas, atuar especificamente sobre o pacote de custos marítimos (Infra-OPEX₂) e sobre a adoção de pré-RO para tornar o arranjo competitivo.

Este estudo apresenta limitações inerentes às premissas adotadas: a ausência de CAPEX específico no caso onshore, a parametrização dos custos marítimos por fontes secundárias, a representação agregada do desempenho das membranas e a não inclusão de gargalos de capacidade ou degradação de eficiência ao longo do tempo. Extensões naturais incluem: incorporar CAPEX incremental e curvas de aprendizado; detalhar rotas de purificação para diferentes razões Mg/Li; modelar configurações logísticas alternativas para o arranjo embarcado e estudar a progressão não linear dos custos operacionais com o aumento do volume processado. Nesta última frente, propõe-se explicitar e calibrar leis de escala do tipo avaliando sua influência sobre o LCOL_i em trajetórias de *ramp-up* (capacidades crescentes) e em diferentes regimes de utilização.

Em síntese, a modelagem indica viabilidade econômica robusta no caso onshore e viabilidade condicional no offshore quando suportada por pré-RO com forte redução de volume e por compressão substancial dos custos operacionais marítimos. A integração de análises determinísticas e estocásticas mostrou-se útil para priorizar alavancas técnicas e econômicas de maior impacto sobre o LCOL e para orientar decisões de desenvolvimento tecnológico e de projeto.

REFERÊNCIAS

- ALDERSEY-WILLIAMS, J.; RUBERT, T. Levelised cost of energy – a flawed metric. *Energy Policy*, v. 128, p. 337–339, 2019.
- AMAKIRI, K. T. et al. Review of oilfield produced water treatment technologies. *Chemosphere*, v. 298, p. 134064, 2022. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2022.134064>>.
- BAUDINO, C. et al. Título da publicação de baudino et al. *Advanced Science*, v. 9, n. 28, p. 2201380, 2022.
- CORPORATION, P. H. *Sea Recovery Atlantic Sea Series: Safe, Reliable, and Supported Anywhere in the World*. Carson, CA, 2023. Catálogo técnico. WPSRC 6-2023. Disponível em: <<https://www.parker.com/waterpurification>>.
- FERREIRA, D. M. et al. *Estudo dos processos de tratamento de água produzida de petróleo*. 2016. <<https://tratamentodeagua.com.br/artigo/estudo-dos-processos-de-tratamento-de-agua-produzida-de-petroleo>>. Acesso em: 07 ago. 2025.
- FINBOX. *Petróleo Brasileiro SA (PBR) WACC - Weighted Average Cost of Capital*. 2025. Acesso em: 24 out. 2025. Disponível em: <<https://finbox.com/NYSE:PBR/explorer/wacc/>>.
- GLJ. *GLJ's Lithium Price Forecast*. 2024. <<https://www.gljpc.com/gljs-lithium-price-forecast>>. Acesso em: 24 set. 2025.
- GOLDEN, S. *New technology extracts lithium from brines inexpensively and sustainably*. 2024. <<https://news.stanford.edu/stories/2024/08/new-technology-extracts-lithium-from-brines-inexpensively-and-sustainably>>. Acesso em: 07 ago. 2025.
- HARBERGER, A. C. *Três Postulados Básicos para a Análise de Custo-Benefício de Projetos*. 1970. Revista de Teoria e Pesquisa Econômica.
- HELMEISTER, N. L. *Analysis under uncertainty of the levelized cost of hydrogen produced by ammonia decomposition*. 2024. Artigo de periódico.
- IHS Markit. *Water-Oil Ratio (WOR) Forecasting Theory*. 2020. <https://www.ihsenergy.ca/support/documentation_ca/Harmony/content/html_files/reference_material/analysis_method_theory/wor_forecasting_theory.htm>. Acesso em: 07 ago. 2025.
- IONIC, L. *Lithium Ionic Announces Definitive Feasibility Study Results for Bandeira Lithium Project, Minas Gerais, Brazil*. 2023. Acesso

- em: 24 out. 2025. Disponível em: <<https://www.lithiumionic.com/news/lithium-ionic-announces-definitive-feasibility-study-results-for-bandeira-lithium-project-minas#:~:text=The%20FS%20assumes%20a%20U,ten%20brokers%20by%20market%20capitalization>>.
- JASKULA, B. W. *Lithium*. Reston, VA, 2025. 110–111 p. Dados em toneladas métricas de lítio contido. Disponível em: <<https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2025/mcs2025-lithium.pdf>>.
- JÚNIOR, R. O. M.; SILVA, D. P.; RUZENE, D. S. Água produzida: breve estudo sobre geração e potencial em tratamentos. In: *Anais do VII Simpósio de Engenharia de Produção de Sergipe (SIMPROD)*. São Cristóvão: DEPRO/UFS, 2015. p. 1063–1073. Disponível em: <<https://ri.ufs.br/handle/riufs/8355>>.
- KG-M3.COM. *Lithium*. 2025. Disponível em: <<https://kg-m3.com/material/lithium>>.
- KIM, S. et al. *A Study on Li+/Mg2+ Separation using Membrane Distillation for Lithium Recovery from Seawater*. 2021. 25–32 p.
- Lithium Harvest. *What is Produced Water Treatment?* [S.l.]: Lithium Harvest, 2025. Disponível em: <<https://lithiumharvest.com/knowledge/produced-water-treatment/what-is-produced-water-treatment>>. Acesso em: 13 nov. 2025.
- LIU, G. et al. *Direct extraction of lithium from oil and gas produced water: A review of technologies and future*. 2023. <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2214714423006682>>. Acesso em: 07 ago. 2025.
- LIU, Y. et al. An efficient system of aerogel adsorbent combined with membranes for reuse of shale gas wastewater. *Desalination*, v. 526, p. 115545, 2022.
- MACKEY, P. J. et al. Estimates of lithium mass yields from produced water sourced from the devonian-aged marcellus shale. *Scientific Reports*, 2024.
- MARIOTO, F. L. *Análise de projetos de investimento: uma abordagem sob incerteza*. 2009. Tese de Doutorado.
- Megawhat. *Glossário: Fator de Capacidade*. 2018. <<https://megawhat.energy/glossario/fator-de-capacidade/>>. Acesso em: 07 ago. 2025.
- MOTTA, E. P. et al. Tratamento de água produzida de petróleo para remoção de óleo por processos de separação por membranas: revisão. *Engenharia Sanitária e Ambiental*, v. 18, 2013.
- MOURA, M. C. C. d. *Stochastic Modeling of the Levelized Cost of Hydrogen Produced via Ammonia Electrolysis*. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia de Produção)) — Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2024.
- M&S. *Reinjeção de Água Produzida*. 2024. <<https://mesindustrial.com.br/reinjecao-de-agua-produzida/>>. Acesso em: 07 ago. 2025.

NABZAR, L.; DUPLAN, J.-L. Water in fuel production: Oil production and refining. *Panorama*, 2011.

NABZAR, L. et al. *La production d'eau associée aux carburants*. 2010. Relatório técnico.

NASSER, M. *Aplicação do método de Monte Carlo e da teoria das Opções Reais na análise de viabilidade econômico-financeira de um projeto de investimento em uma empresa de base tecnológica*. Tese (Doutorado) — Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2012.

NGUYEN, H. T. et al. Cost analysis and scheduling of the desalination vessel using reverse osmosis technology. *Membrane and Water Treatment*, v. 12, n. 4, p. 177–185, 2021. Acesso em: 9 set. 2025. Disponível em: <<https://doi.org/10.12989/mwt.2021.12.4.177>>.

NGUYEN, H. T. et al. Economic evaluation and scale-up modeling of lithium extraction from produced water using membranes. *Environmental Engineering Research*, v. 28, n. 4, p. e202300072, 2023. Disponível em: <<https://par.nsf.gov/servlets/purl/10534539>>.

NIKKHAH, S. M. et al. *Membrane separation technologies for lithium recovery: A comprehensive review*. 2024. 151240 p.

NREL. *2024 Annual Technology Baseline: Equations & Variables*. Golden, CO, 2024. Acesso em: 20 nov. 2024.

PEIRÓ, L. T.; MéNDEZ, G. V.; AYRES, R. U. Lithium: sources, production, uses, and recovery outlook. *JOM*, v. 65, n. 8, p. 986–996, 2013.

RESEARCH, P. *The Anti-Petrobras: A Global Growing Oil Major*. 2024. Acesso em: 24 out. 2025. Disponível em: <<https://research.pipartglobalincome.com/p/the-anti-petrobras-a-global-growing>>.

RIVIERA. *North Sea spot market swings in charterers favour*. 2025. Acesso em: 9 set. 2025. Disponível em: <<https://www.rivieramm.com/news-content-hub/news-content-hub/north-sea-spot-market-swings-in-charterers-favour-85775>>.

SCHEYDER, E. *America's lithium laws fail to keep pace with rapid development*. 2024. <<https://www.reuters.com/markets/commodities/americas-lithium-laws-fail-keep-pace-with-rapid-development-2024-03-25/>>. Acesso em: 07 ago. 2025.

SHEN, W. et al. Levelized cost of hydrogen production for PEM electrolyzer: A system dynamic study. *Renewable Energy*, v. 146, p. 1011–1020, 2020.

SILVA, T. G. et al. *Breve revisão sobre água produzida*. 2019. Anais do 4º Congresso Mineiro de Engenharia e Tecnologia Ambiental.

SINGH, P. *Lithium Market Outlook - 2025*. 2025. <<https://www.acuitykp.com/blog/lithium-market-outlook-2025/>>. Acesso em: 07 ago. 2025.

Statista. *Global lithium production 2024*. 2025.

STIJAN, C. et al. Lithium separation from geothermal brine to develop critical energy resources using high-pressure nanofiltration technology: Characterization and optimization. *PMC*, 2023.

SUÁREZ, A. et al. Cost assessment of membrane processes: A practical example in the dairy wastewater reclamation by reverse osmosis. *Journal of Membrane Science*, v. 493, p. 389–402, 2015.

TEIXEIRA, M. A. *Estudo dos processos de separação da água produzida em plataformas de petróleo offshore*. Tese (Doutorado) — Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2007.

XIE, W. et al. Solar-driven desalination and resource recovery of shale gas wastewater by onsite interfacial evaporation. *Chemical Engineering Journal*, v. 428, p. 132624, 2022.

XU, W. et al. A comprehensive membrane process for preparing lithium carbonate from high mg/li brine. *Membranes*, MDPI, v. 10, n. 12, p. 371, nov. 2020. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/2077-0375/10/12/371>>.

ZHANG, Y. et al. Mechanism of lithium ion selectivity through membranes: a brief review. *Environmental Science: Water Research & Technology*, 2024.