

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA POLITÉCNICA

ENZO SPINARDI DE CARVALHO

**Análise da viabilidade econômica de um projeto de amônia como transportadora de
hidrogênio verde sob cenários de *curtailment* de energia elétrica e incerteza**

SÃO PAULO
2025

ENZO SPINARDI DE CARVALHO

Análise da viabilidade econômica de um projeto de amônia como transportadora de hidrogênio verde sob cenários de *curtailment* de energia elétrica e incerteza

Trabalho de formatura apresentado à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo - USP, como requisito para obtenção do Diploma de Engenheiro de Produção

Orientador: Prof. Dr. Erik Eduardo Rego

SÃO PAULO

2025

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Catálogo-na-publicação

Carvalho, Enzo Spinardi de

Análise da viabilidade econômica de um projeto de amônia como transportadora de hidrogênio verde sob cenários de curtailment de energia elétrica e incerteza / E. S. Carvalho -- São Paulo, 2025.

145 p.

Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Produção.

1.Amônia 2.Análise estocástica 3.Energia elétrica 4.Engenharia econômica 5.Hidrogênio I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Produção II.t.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Marcos e Jane, e minha irmã, Laíza, por oferecerem todo o suporte necessário para que eu pudesse realizar meus sonhos, pelo carinho e cuidado, e por sempre acreditarem em mim, mesmo quando eu não conseguia.

À minha namorada, Jaqueline, pelo amor, apoio incondicional e parceria, que tornaram esta jornada mais leve e prazerosa.

Aos meus amigos da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, por transformarem esses cinco anos nos melhores e mais divertidos da minha vida.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Erik Eduardo Rego, pela confiança, pelas discussões enriquecedoras e pelo apoio em cada etapa deste trabalho.

*“If I have seen further, it is by
standing on the shoulders of giants”*

- Isaac Newton

RESUMO

CARVALHO, Enzo Spinardi de. **Análise da viabilidade econômica de um projeto de amônia como transportadora de hidrogênio verde em cenários de *curtailment* de energia elétrica e incerteza.** 2025. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia de Produção) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2025.

O presente trabalho apresenta a análise de viabilidade econômica da amônia como transportadora e armazenadora de hidrogênio. Parte-se de uma leitura do contexto climático global, das emissões por setor e das políticas de descarbonização, além de uma revisão do papel do hidrogênio como vetor energético e da comparação de alternativas de transporte e armazenamento com a amônia, complementada por uma análise setorial de produtores, insumos e infraestrutura logística. Na dimensão quantitativa, adapta-se o modelo H2FAST (NREL) a um estudo de caso de planta localizada no Porto do Pecém, Ceará, com exportação para o Porto de Rotterdam (Países Baixos), tomando o LCOH como métrica principal para decompor custos de produção e reconversão. Foram considerados três cenários: (i) operação contínua com suprimento integral pela rede (base), (ii) operação restrita a janelas de excedente renovável (*curtailment*) e (iii) simulação estocástica via Monte Carlo. Nas premissas adotadas, a rota foi identificada como não viável; no caso base, o preço de equilíbrio do hidrogênio para zerar o VPL foi de US\$ 9,61/kg H₂; no *curtailment*, a economia de energia não compensou a menor utilização do ativo, elevando o LCOH frente ao base; e a análise estocástica confirmou eletricidade, CAPEX de eletrolisadores e fator de utilização como principais direcionadores de risco. Conclui-se que a convergência para viabilidade exige energia mais barata, elevada utilização e redução de CAPEX.

Palavras-chave: Amônia. Análise estocástica. Energia elétrica. Engenharia econômica. Hidrogênio. Mudança climática.

ABSTRACT

CARVALHO, Enzo Spinardi de. **Economic feasibility analysis of an ammonia project as a hydrogen carrier under power curtailment and uncertainty scenarios**. 2025. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia de Produção) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2025.

This study presents an economic feasibility analysis of ammonia as a hydrogen carrier and storage medium. It begins with a review of the global climate context, sectoral emissions, and decarbonization policies, followed by an assessment of hydrogen's role as an energy vector and a comparison of transport and storage alternatives with ammonia, complemented by a sectoral analysis of producers, inputs, and existing logistics infrastructure. On the quantitative side, the H2FAST model (NREL) is adapted to a case-study plant located at the Port of Pecém, Ceará, exporting to the Port of Rotterdam (Netherlands), using LCOH as the primary metric to break down production and reconversion costs. Three scenarios are considered: (i) continuous operation with full grid supply (base case); (ii) operation restricted to windows of renewable surplus (curtailment); and (iii) stochastic simulation via Monte Carlo. Under the adopted assumptions, the route is found to be non-viable: in the base case, the break-even hydrogen price that sets net present value (NPV) to zero is USD 9.61/kg H₂; in the curtailment case, energy savings do not offset lower asset utilization, raising LCOH relative to the base; and the stochastic analysis confirms electricity price, electrolyzer CAPEX, and utilization factor as the main risk drivers. The conclusion is that convergence toward viability requires cheaper electricity, high utilization, and CAPEX reductions.

Keywords: Ammonia. Climate change. Economic engineering. Electric power. Hydrogen. Stochastic analysis.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Matriz energética mundial em 2022	21
Figura 2 – Matriz energética brasileira em 2023	22
Figura 3 – Matriz elétrica mundial em 2022	22
Figura 4 – Matriz elétrica brasileira em 2023.....	23
Figura 5 – Emissões globais de GEE por setor	33
Figura 6 – Processo de síntese de amônia de Haber-Bosch	45
Figura 7 – Evolução histórica dos cortes de geração por tipo de causa	51
Figura 8 - Energia diária “cortada” em 2024.....	52
Figura 9 – Variação do preço por horário do dia por submercado (30/09/2025)	53
Figura 10 – Capacidade operacional global de amônia renovável	63
Figura 11 - Projetos atuais e anunciados para a produção de amônia com emissões quase-nulas.....	64
Figura 12 – Produção e consumo aparente de amônia (2019).....	65
Figura 13 – Maiores exportadores de amônia (2019).....	66
Figura 14 – Maiores importadores de amônia (2019)	66
Figura 15 – Demanda de nitrogênio por segmento de mercado e per capita.....	67
Figura 16 – Fluxo de processo da utilização da amônia como transportadora de hidrogênio..	68
Figura 17 – Plantas de produção da BASF globalmente	69
Figura 18 – <i>Breakdown</i> de receita por segmento de negócio	70
Figura 19 - Distribuição triangular do CAPEX do eletrolisador	109
Figura 20 - Ranking de aderência por Anderson–Darling (A-D) para o preço de energia elétrica	110
Figura 21 – Distribuição lognormal ajustada ao PLD histórico	111
Figura 22 – Ranking do teste Anderson–Darling para a taxa de juros	112
Figura 23 - Distribuição Beta ajustada para a taxa de juros real	112
Figura 24 – Ranking do teste Anderson–Darling para a taxa livre de risco.....	113
Figura 25 - Distribuição Maximum Extreme ajustada para a taxa livre de risco	113
Figura 26 – Ranking do teste Anderson–Darling para o <i>equity risk premium</i>	114
Figura 27 - Distribuição Maximum Extreme ajustada para o <i>equity risk premium</i>	114
Figura 28 - Fluxo de caixa do investidor por ano no cenário base (USD milhões)	116
Figura 29 - Fluxo de caixa do investidor acumulado no cenário base (USD milhões)	116
Figura 30 – <i>Breakdown</i> do custo nivelado de hidrogênio (LCOH) em USD / kg.....	118

Figura 31 - Fluxo de caixa do investidor por ano no cenário de <i>curtailment</i> (USD milhões)	119
Figura 32 - Fluxo de caixa do investidor acumulado no cenário de <i>curtailment</i> (USD milhões)	120
Figura 33 – <i>Breakdown</i> do custo nivelado de hidrogênio (LCOH) no cenário de <i>curtailment</i> em USD / kg	121
Figura 34 – Distribuição probabilística do custo nivelado de hidrogênio (LCOH)	122
Figura 35 – Análise de tornado para o LCOH	123
Figura 36 - Preços de H ₂ por rota (2024): faixas de referência vs. resultados do modelo	124

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Cenários de transição energética considerados no World Energy Outlook 2024	36
Tabela 2.2 – Principais iniciativas climáticas e energéticas anunciadas por países entre 2023 e 2024	36
Tabela 2.3 – Propriedades físico-químicas dos elementos em análise	39
Tabela 5.1 - Projetos de amônia verde e respectivas capacidades de produção e eletrólise	82
Tabela 5.2 – Capacidade produtiva da planta.....	84
Tabela 5.3 – Parâmetros adotados para o cálculo energético da ASU	85
Tabela 5.4 – Potência elétrica demandada por subsistema da planta	88
Tabela 5.5 – Parâmetros de TUSD utilizados no modelo.....	89
Tabela 5.6 – Premissas e conversões do frete Pecém–Roterdã	91
Tabela 5.7 – Departamentos, cargos e regime de trabalho	92
Tabela 5.8 - Dimensionamento de referência por cargo.....	92
Tabela 5.9 – Dimensionamento adotado por cargo	94
Tabela 5.10 - Salários de referência por cargo	95
Tabela 5.11 – Despesa total com pessoal no cenário base	96
Tabela 5.12 – Valores de aluguel de galpões industriais em Caucaia e São Gonçalo do Amarante	98
Tabela 5.13 - Comparativo de projetos de produção de amônia: capacidade × área da planta	99
Tabela 5.14 - Debêntures IPCA+ utilizadas como referência para taxa real de juros	101
Tabela 5.15 – Parâmetros utilizados e cálculo do custo de capital próprio (Ke)	103
Tabela 5.16 – Parâmetros utilizados e cálculo do custo da dívida (Kd).....	103
Tabela 5.17 – Parâmetros utilizados e cálculo do custo ponderado de capital (WACC)	103
Tabela 5.18 – Despesa total com pessoal no cenário de <i>curtailment</i>	108
Tabela 5.19 - Indicadores financeiros do cenário base.....	115
Tabela 5.20 - Indicadores financeiros do cenário de <i>curtailment</i>	119

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AFOLU – Agriculture, Forestry and Other Land Use

APS – Announced Pledges Scenario

CAD – Canadian Dollar

CAPEX – Capital Expenditure

CCS – Carbon Capture and Storage

CO₂ – Carbon Dioxide

COP – Conference of the Parties

EEA – European Environment Agency

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

EU – European Union

FERC – Federal Energy Regulatory Commission

GEE – Gases de Efeito Estufa

GNL – Gás Natural Liquefeito

IEA – International Energy Agency

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change

LCOH – Levelized Cost of Hydrogen

LOHC – Liquid Organic Hydrogen Carrier

MCH – Methylcyclohexane

MDL – Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

NDC – Nationally Determined Contribution

NZE – Net Zero Emissions by 2050 Scenario

OPEX – Operational Expenditure

REN21 – Renewable Energy Policy Network for the 21st Century

SMR – Steam Methane Reforming

STEPS – Stated Policies Scenario

TIR – Taxa Interna de Retorno

UNFCCC – United Nations Framework Convention on Climate Change

VPL – Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	21
1.1. Justificativa da importância do tema.....	25
1.2. Objetivos.....	26
1.3. Delimitação do escopo do estudo	27
1.4. Estrutura do trabalho.....	27
1.5. Contribuições do trabalho	28
2. REFERENCIAL TEÓRICO.....	31
2.1. Transição energética e descarbonização global	31
2.2. Hidrogênio como vetor energético	38
2.2.1. Propriedades físico-químicas	38
2.2.2. Rotas de produção	40
2.2.3. Desafios de armazenamento e transporte	41
2.3. Amônia e outras rotas como transportadores de hidrogênio.....	42
2.3.1. Propriedades físico-químicas da amônia, MCH e metanol	42
2.3.2. Rotas de produção de amônia.....	43
2.4. Estratégia e análise de mercado	45
2.4.1. Forças de Porter.....	45
2.5. Economia da energia e avaliação de projetos	47
2.5.1. Custo nivelado de hidrogênio.....	47
2.5.2. Análise de viabilidade econômica.....	48
2.6. <i>Curtailment</i> de energia elétrica	50
2.7. Fundamentação estatística para análise estocástica	53
2.7.1. Simulação de Monte Carlo	54
2.7.2. Teste de Anderson-Darling	56
3. METODOLOGIA.....	57
3.1. Abordagem qualitativa.....	57
3.2. Abordagem quantitativa.....	59

4. ANÁLISE DE MERCADO DE AMÔNIA	61
4.1. Histórico e panorama global	61
4.1.1. Evolução histórica	61
4.1.2. Situação atual do mercado.....	64
4.1.3. Indicadores globais.....	66
4.2. Estrutura de produção e cadeia de valor	68
4.3. Competitividade e concorrência	68
4.3.1. Principais <i>players</i>	69
4.3.2. Barreiras de entrada.....	73
4.3.3. Produtos substitutos ou complementares	74
4.4. Fornecedores	74
4.4.1. Perfis de fornecedores	75
4.4.2. Poder de barganha e integração vertical.....	76
5. ANÁLISE QUANTITATIVA DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM PROJETO DE AMÔNIA VERDE NO NORDESTE/BRASIL	81
5.1. Síntese da abordagem metodológica.....	81
5.2. Premissas utilizadas no cenário base	82
5.2.1. Volume de produção e eletrolisador.....	82
5.2.2. Unidade de separação de ar	85
5.2.3. Unidade de síntese de amônia	87
5.2.4. Unidade de armazenamento de amônia.....	87
5.2.5. Energia elétrica.....	88
5.2.6. Frete.....	90
5.2.7. Despesas com pessoal	91
5.2.8. Aluguel.....	97
5.2.9. Premissas financeiras	100
5.3. Premissas utilizadas no cenário de <i>curtailment</i>	103
5.3.1. Volume de produção	104

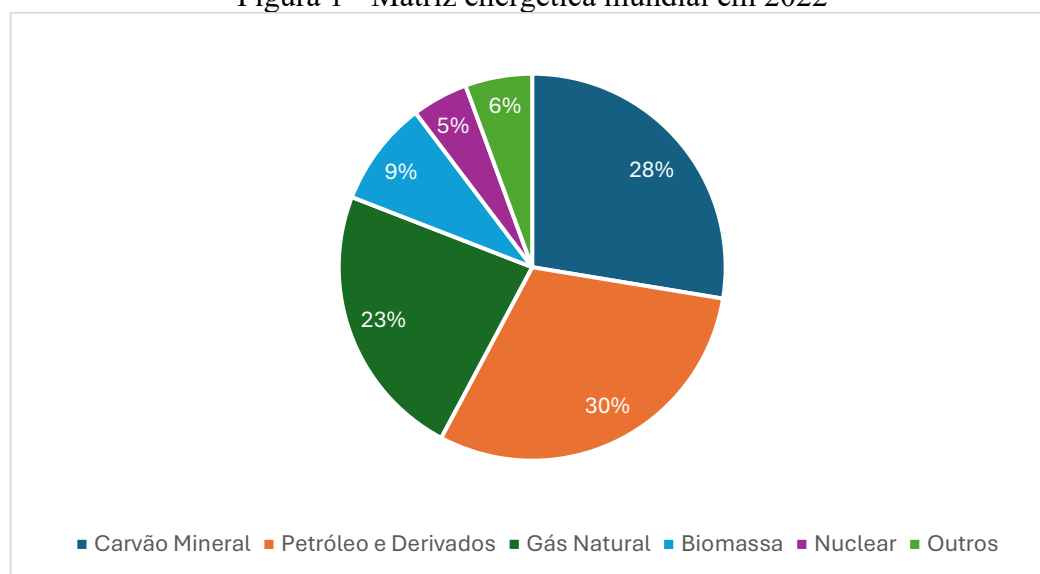
5.3.2. Energia elétrica.....	105
5.3.3. Despesas com pessoal	107
5.4. Premissas utilizadas na análise estocástica	108
5.4.1. Capex do eletrolisador.....	109
5.4.2. Energia elétrica.....	110
5.4.3. Premissas financeiras	111
5.5. Resultados do cenário base	114
5.6. Resultados do cenário de <i>curtailment</i>	118
5.7. Resultados da análise estocástica.....	122
5.8. Resultados preliminares	123
5.9. Discussão e implicações	125
6. CONCLUSÃO.....	129
REFERÊNCIAS	133

1. INTRODUÇÃO

O setor energético é responsável por 73% do total de emissões de gases de efeito estufa (GEE), impulsionando iniciativas globais de descarbonização, desde o Protocolo de Quioto, até o Acordo de Paris (IPCC, 2023). O Brasil se destaca por possuir uma matriz energética sustentável quando comparado a outros países.

Conforme ilustrado na Figura 1, a matriz energética mundial permanece fortemente dependente de combustíveis fósseis, petróleo e derivados (30%), carvão (28%) e gás natural (23%), de modo que as fontes renováveis (hidráulica, biomassa, solar, eólica e outras) atingem apenas 14 % da oferta primária de energia.

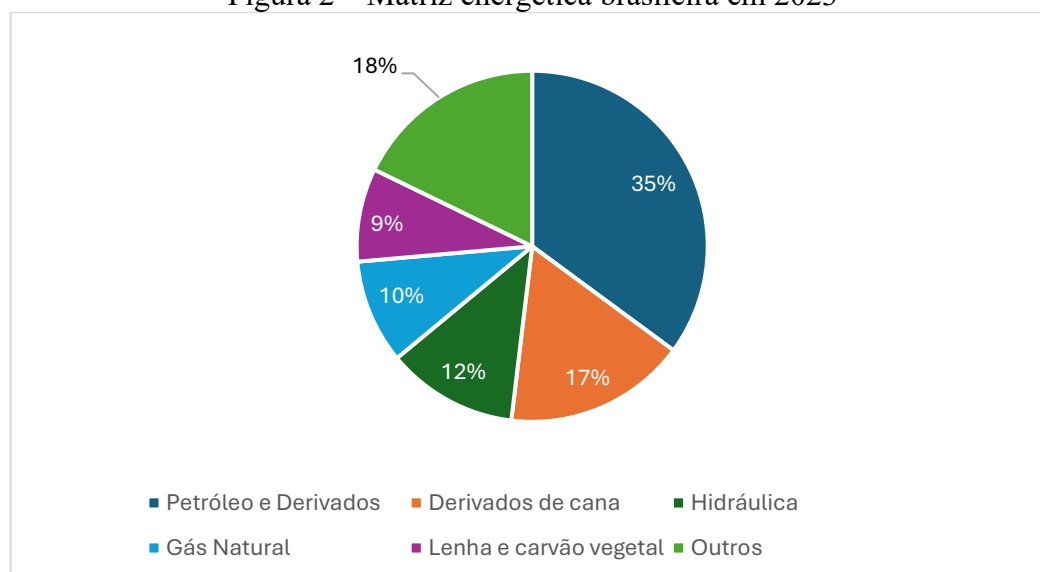
Figura 1 - Matriz energética mundial em 2022



Fonte: EPE (2024)

Já a matriz energética brasileira, mostrada na Figura 2, é quase metade renovável: em 2023 as fontes renováveis representaram 49,1 % do total, contra 50,9 % de fontes não renováveis. Essa composição mais limpa é favorecida pela extensa rede hidrográfica, alto potencial solar e eólico e pela tradição em biocombustíveis, como o etanol.

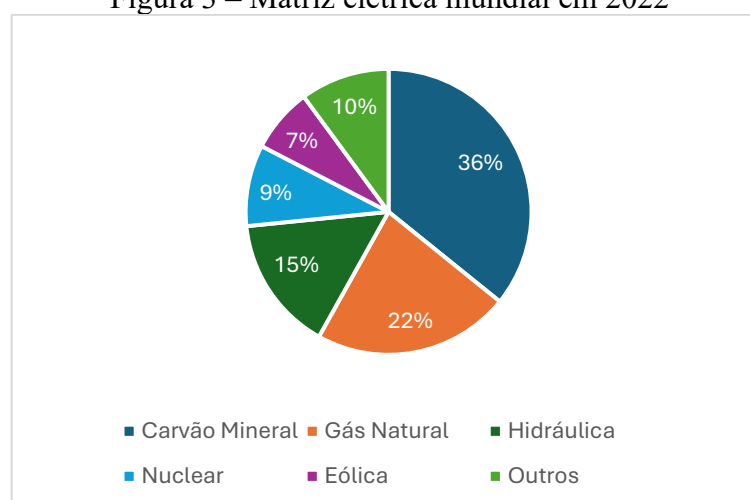
Figura 2 – Matriz energética brasileira em 2023



Fonte: EPE (2024)

Só o setor de eletricidade é responsável por 31% das emissões (Our World in Data, 2025), e como pode-se observar pela Figura 3, a matriz elétrica mundial continua dominada por termelétricas a carvão (39,3 %) e gás natural (22,9 %); mesmo somadas, hidráulica e demais renováveis chegam a apenas 23 % da eletricidade gerada.

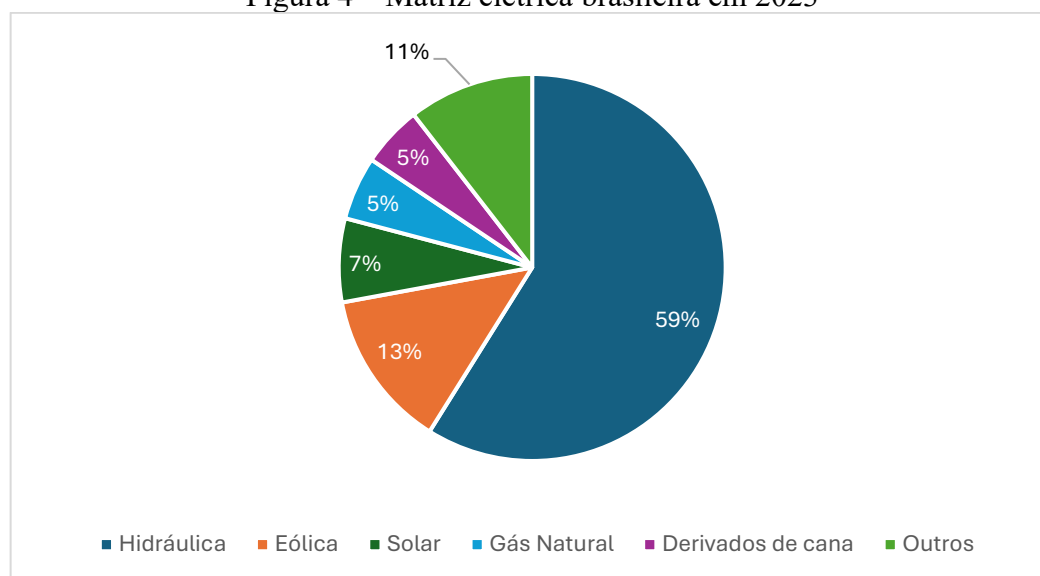
Figura 3 – Matriz elétrica mundial em 2022



Fonte: EPE (2024)

Em contraste, como visto na Figura 4, a matriz elétrica brasileira é largamente renovável: em 2023, 82 % da eletricidade produzida teve origem em fontes limpas, lideradas pela hidráulica (68,1 %), seguida por biomassa (8,2 %), eólica e solar (5,4 %), enquanto as fontes fósseis responderam por 18 %.

Figura 4 – Matriz elétrica brasileira em 2023



Fonte: EPE (2024)

Embora as matrizes brasileiras já sejam predominantemente renováveis, ainda há espaço para ampliar a participação de fontes sustentáveis. No entanto, tanto no Brasil quanto em outras partes do mundo, a expansão das energias renováveis enfrenta desafios relacionados ao armazenamento e transporte de energia. A intermitência de fontes como solar e eólica exige soluções que garantam o equilíbrio entre oferta e demanda, evitando desperdícios e instabilidades na rede elétrica. Nesse contexto, o armazenamento de energia na forma química surge como alternativa promissora, permitindo maior flexibilidade no uso e no transporte da energia gerada. Diferente da eletricidade, que não pode ser armazenada diretamente em grande escala, substâncias como hidrogênio e amônia possibilitam o armazenamento e conversão eficiente da energia renovável, podendo ser utilizadas posteriormente para geração elétrica ou aplicações industriais sem emissões de carbono (BICER; KHALID, 2021).

Dessa forma, o hidrogênio verde - produzido a partir da eletrólise da água utilizando energia renovável (LARA; RICHTER, 2022) - vem sendo estudado como opção para a

transição energética, mas seu armazenamento e transporte apresentam desafios significativos. Devido à sua baixa densidade energética ($\approx 0,084 \text{ kg m}^{-3}$ em condições normais), o hidrogênio precisa ser armazenado sob alta pressão (em torno de 350 bar, quando a densidade chega a $\approx 23 \text{ kg m}^{-3}$) ou em estado líquido a temperaturas criogênicas de $-253 \text{ }^{\circ}\text{C}$, situação em que atinge cerca de 71 kg m^{-3} , ambos processos que demandam grande consumo de energia e resultam em perdas significativas (PATONIA; POUDINEH, 2022). Além disso, sua pequena molécula apresenta alta propensão a vazamentos e pode causar fragilização em metais, tornando seu manuseio complexo e exigindo precauções adicionais de segurança (RISTIG et al., 2022).

Diante dessas dificuldades, a amônia se apresenta como alternativa viável para o armazenamento e transporte de hidrogênio. Quando produzida a partir de hidrogênio verde e energia renovável pelo processo Haber-Bosch, a amônia pode ser transportada e armazenada de forma mais eficiente, sem a necessidade de materiais adicionais para reciclagem. Com uma densidade volumétrica de hidrogênio cerca de 1,4 vezes superior à do hidrogênio líquido, a amônia permite armazenamento mais compacto e seguro, além de poder ser convertida novamente em hidrogênio por meio de diversos processos em estudo, como a decomposição térmica. Embora a conversão de amônia em hidrogênio ainda exija avanços tecnológicos, pesquisas recentes buscam otimizar essa etapa, permitindo sua utilização tanto em aplicações móveis quanto estacionárias (RISTIG et al., 2022).

Dados de 2019 mostram que a China lidera tanto a produção quanto o consumo de amônia, com 29% da produção mundial (53,5 Mt), seguida pela Rússia (10%) e Estados Unidos (9%) (IEA, 2021a). A distribuição global conta ainda com portos, dutos e instalações de armazenamento dedicadas, como a malha norte-americana com mais de 3.000 km de oleodutos e mais de 10 mil pontos de estocagem de amônia, evidenciando a relevância logística do produto. Esse cenário sugere que a infraestrutura existente para a amônia pode ser adaptada ao transporte de hidrogênio de maneira mais viável que o uso de hidrogênio puro, cujo armazenamento exige condições criogênicas ou altas pressões.

Hoje a produção de amônia está fortemente ligada a fontes fósseis – quase 100% do hidrogênio empregado provém de matérias-primas como gás natural (76%) ou carvão (26%), resultando em emissões significativas de CO_2 (IEA, 2021a). Nesse sentido, a adoção de amônia verde – obtida a partir de eletrólise da água (para a geração de hidrogênio) alimentada por eletricidade renovável – surge como opção para eliminar ou reduzir drasticamente as emissões

de carbono ao longo do ciclo de produção. Iniciativas como projetos piloto de amônia eletrolítica e estudos de novas rotas tecnológicas (p.ex., processos de captura e armazenamento de carbono ou rotas eletroquímicas) reforçam o interesse global na “descarbonização” da amônia.

1.1. Justificativa da importância do tema

A relevância de estudar a viabilidade econômica da amônia verde como transportadora e armazenadora de hidrogênio se justifica tanto pelas exigências ambientais quanto pelo potencial econômico e logístico. De acordo com Bicer e Khalid (2021), o armazenamento de energia em formato químico é um elemento-chave para compatibilizar a geração renovável intermitente (solar, eólica) com a demanda de energia, já que a energia elétrica não pode ser estocada em grande escala sem o uso de baterias ou sistemas equivalentes – os quais, por sua vez, apresentam limitações de custo, ciclo de vida e matéria-prima.

Adicionalmente, os setores elétricos globais têm enfrentado o desafio de *curtailment* das fontes renováveis, isto é, a necessidade de reduzir ou interromper a geração de energia eólica e solar mesmo quando há capacidade disponível. Esse fenômeno reflete um descompasso entre a rápida expansão das fontes variáveis e as limitações da infraestrutura de transmissão, armazenamento e flexibilidade operacional do sistema, além da sobreoferta em muitos sistemas. Embora o *curtailment* seja, em certa medida, um mecanismo inevitável para garantir a estabilidade da rede, níveis elevados indicam ineficiências econômicas e energéticas, uma vez que energia limpa e de baixo custo deixa de ser aproveitada.

A amônia, em estado líquido a pressões moderadas, apresenta melhor densidade energética volumétrica que o hidrogênio puro e pode se beneficiar de uma rede de infraestrutura existente. Entretanto, a produção de amônia a partir de fontes renováveis ainda traz desafios importantes:

- **Custo de produção:** Rotas de produção de amônia com emissão zero ou quase zero de CO₂ (como a eletrólise) podem ser 10 a 115% mais onerosas que os processos convencionais a base de gás natural (IEA, 2021a).
- **Segurança e infraestrutura:** Apesar de a amônia contar com cadeias de transporte já estabelecidas, incidentes históricos (como explosões envolvendo nitrato de amônio em

Texas City, 1947, e Beirute, 2020) reforçam a necessidade de estudo e aprimoramento da segurança (IEA,2021).

- **Competitividade frente a alternativas:** Existem outras tecnologias de armazenamento e transporte de hidrogênio, como metanol, etanol ou mesmo rotas diretas de hidrogênio comprimido ou liquefeito, e podem, em certos cenários, apresentar vantagens de custo ou simplicidade operacional.

1.2. Objetivos

O trabalho tem por objetivo principal analisar a viabilidade econômico-financeira do uso da amônia como transportadora de hidrogênio verde, tomando o custo nivelado do hidrogênio (LCOH) como métrica norteadora e privilegiando o recorte de produção e entrega do H₂ ao usuário final. Para tratar a avaliação da viabilidade de um sistema baseado em hidrogênio, adota-se o enquadramento de Dawood, Anda e Shafiullah (2020), que organiza a análise em quatro estágios (produção, armazenamento, segurança e utilização), sendo que este estudo se concentra especificamente no estágio de produção, articulando os demais apenas na medida em que impactam custos e operação.

Como base para a avaliação, realiza-se uma análise do mercado de hidrogênio verde, mapeando empresas atuantes, projetos em desenvolvimento, relações com fornecedores estratégicos (equipamentos, engenharia, energia e logística) e padrões contratuais relevantes. Essa leitura setorial não é um fim em si, mas um insumo para parametrizar o modelo econômico com premissas plausíveis de preço, escala, eficiência, cronograma e estrutura de capital, garantindo que a análise de viabilidade reflita o estado atual do setor.

Com suporte dessas evidências, o estudo modela um projeto-piloto de planta de amônia no Brasil, explorando cenários alternativos de operação e suprimento elétrico. Os cenários incluem a operação contínua e configurações ancoradas em excedentes de geração renovável (podendo inclusive ser um mitigador ao *curtailment*) como potencial viabilizador de custos, além de uma abordagem estocástica para capturar a incerteza de parâmetros críticos e a dispersão dos resultados. O objetivo é produzir referências comparáveis de custo, caracterizar a sensibilidade do modelo e indicar condições-limite sob as quais a amônia, como vetor, se mostra uma solução economicamente atrativa para a economia do hidrogênio.

1.3. Delimitação do escopo do estudo

O foco deste Trabalho de Formatura é avaliar a viabilidade econômica da amônia verde como solução para transporte e armazenamento de hidrogênio, com foco no contexto brasileiro e em possíveis cenários internacionais de relevância. Serão abordadas, de maneira comparativa, rotas de produção baseadas em eletrólise da água e CCS (Captura e Armazenamento de Carbono) em processos tradicionais, destacando custos (CAPEX e OPEX), infraestrutura e políticas de incentivo.

O trabalho não tem como objetivo aprofundar todas as questões técnicas e químicas do processo de produção de amônia, ou realizar uma avaliação exaustiva dos riscos operacionais de grandes instalações de armazenamento. Em vez disso, aborda de forma sucinta tais aspectos para embasar a análise econômica e a discussão sobre o potencial de mercado. Outros vetores energéticos (como metanol e etanol) serão citados brevemente, apenas para fins de contextualização e comparação.

Ao final, espera-se oferecer uma visão clara sobre a viabilidade ou não da amônia verde como transportadora e armazenadora de hidrogênio, considerando custos de investimento, custos operacionais, incentivos governamentais e possíveis evoluções tecnológicas que possam alterar o cenário de competitividade no curto, médio e longo prazo.

1.4. Estrutura do trabalho

Este trabalho está estruturado em seis capítulos. Após esta introdução, o Capítulo 2 apresenta o referencial teórico, discutindo o contexto global de descarbonização, o papel do hidrogênio como vetor energético, as características da amônia e de outros transportadores, bem como os conceitos de estratégia, análise de mercado, custo nivelado, viabilidade econômico-financeira e estatística que embasam o estudo. O Capítulo 3 descreve a metodologia adotada para o desenvolvimento do trabalho como um todo, detalhando o desenho da pesquisa, as fontes de dados e o modelo de análise utilizado. O Capítulo 4 desenvolve a análise de mercado da amônia, examinando a evolução histórica, o panorama atual, a estrutura da cadeia de valor, a competitividade setorial, o papel dos fornecedores e o ambiente regulatório. O Capítulo 5 apresenta a análise quantitativa de viabilidade econômica de um projeto de amônia verde no

Nordeste brasileiro, incluindo a definição de cenários, as premissas técnicas e financeiras, os resultados para os casos base, *curtailment* e análise estocástica, bem como a discussão de seus impactos. Por fim, o Capítulo 6 reúne as principais conclusões do estudo, sintetizando os achados centrais, apontando limitações e sugerindo possibilidades de aprofundamento em trabalhos futuros.

1.5. Contribuições do trabalho

A literatura de referência sobre a viabilidade econômica da amônia verde frequentemente baseia suas estimativas em premissas de operação contínua, como observado em Sousa et al. (2022), que assume fator de capacidade superior a 90% em um cenário de fornecimento estável, e nas projeções de base da IEA (2021a). Além disso, tais estudos tendem a utilizar custos médios globais de capital e energia (IEA, 2021a), negligenciando as especificidades regionais que determinam a competitividade real de projetos locais. No contexto brasileiro, e especificamente na região Nordeste, a crescente penetração de fontes renováveis variáveis tem intensificado o fenômeno de *curtailment* (cortes de geração), criando um cenário paradoxal de desperdício de energia limpa por restrições de escoamento ou demanda (ONS, 2025). Apesar da relevância desse fenômeno, ainda são escassos os estudos que modelam quantitativamente o impacto econômico de converter esses excedentes elétricos em amônia, avaliando o *trade-off* crítico entre o menor custo marginal da energia e a penalização do custo fixo pela operação intermitente da planta química.

O presente trabalho preenche essa lacuna ao desenvolver uma modelagem tecnoeconômica adaptada à realidade brasileira, utilizando dados primários locais de tarifas, incentivos fiscais regionais e logística do Porto do Pecém, avançando em relação às abordagens que apenas convertem custos internacionais. Adicionalmente, enquanto muitas análises se limitam a cenários determinísticos, este estudo incorpora a incerteza inerente aos preços de energia e custos de capital por meio de simulação de Monte Carlo. Dessa forma, a pesquisa contribui para a literatura de engenharia econômica e energia ao fornecer um *roadmap* de custos "tropicalizado" e uma avaliação de risco robusta, oferecendo subsídios práticos para investidores e formuladores de políticas públicas sobre as condições limites para a viabilidade do hidrogênio verde no Brasil.

No âmbito acadêmico, o trabalho mais recente e próximo ao escopo desta pesquisa é o desenvolvido por Helmeister (2024), como seu trabalho de conclusão de curso na Escola Politécnica, que contribuiu de maneira significativa ao estruturar a avaliação técnico-econômica da decomposição da amônia com aplicação de análise de risco via simulação de Monte Carlo. O presente estudo representa uma evolução em relação ao anterior ao: (i) expandir a análise para um estudo de caso real no Nordeste brasileiro, superando o uso de dados genéricos europeus; (ii) refinar o rigor estatístico por meio de testes de aderência (Anderson-Darling), corrigindo limitações de representatividade das distribuições triangulares; e (iii) modelar o cenário operacional de *curtailment*, capturando a dinâmica de custos da intermitência energética não abordada anteriormente.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

Este capítulo apresenta o referencial teórico que fundamenta o trabalho e foi estruturado de forma a sustentar a metodologia e os objetivos da pesquisa. Como o foco é avaliar a viabilidade econômica da amônia como transportadora de hidrogênio, torna-se necessário reunir elementos técnicos, setoriais e quantitativos que sustentem as análises desenvolvidas nos capítulos seguintes.

O capítulo inicia-se com o enquadramento da transição energética e das políticas de descarbonização, que contextualizam a crescente relevância do hidrogênio de baixo carbono e delimitam o espaço para soluções baseadas em amônia. Em seguida, discutem-se as propriedades do hidrogênio e da amônia, seus processos de produção, transporte e uso, além da comparação com outros portadores.

Na sequência, são apresentados os conceitos de estratégia e análise de mercado utilizados no diagnóstico setorial, incluindo cadeia de valor e estrutura competitiva. Por fim, são introduzidos os fundamentos de custo nivelado, avaliação econômico-financeira, custo de capital, estatística aplicada e simulação de Monte Carlo, que sustentam a construção dos cenários e a interpretação dos resultados quantitativos.

2.1. Transição energética e descarbonização global

Em agosto de 2021, o Painel Intergovernamental das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (IPCC) publicou seu Sexto Relatório de Avaliação (AR6), no qual reafirmou que as evidências científicas de influência humana sobre o clima são “inequívocas” e alertou que o aumento contínuo da concentração de gases de efeito estufa está provocando mudanças rápidas e generalizadas na atmosfera, nos oceanos, na criosfera e na biosfera (HISAMOTO, 2022).

Tais mudanças se manifestam pelo aumento na frequência e intensidade de eventos climáticos extremos, como ondas de calor e tempestades severas, pelo derretimento acelerado de calotas polares e do *permafrost*, e pelo aquecimento e acidificação dos oceanos, fenômenos que colocam em risco ecossistemas inteiros e os serviços ambientais dos quais depende a sociedade (HISAMOTO, 2022).

Os impactos socioeconômicos decorrentes incluem insegurança alimentar, em razão da perturbação dos sistemas de produção e distribuição de alimentos e restrições no acesso à água potável; maior incidência de doenças de veiculação climática, como dengue, malária e febre amarela; sobrecarga e fragilidade de infraestruturas não adaptadas a eventos extremos; fluxos migratórios forçados por condições ambientais adversas; e potencial aumento de instabilidades políticas e sociais em diferentes regiões do globo (HISAMOTO, 2022).

Esses efeitos são desigualmente sentidos, recaindo com maior severidade sobre as populações mais vulneráveis, especialmente aquelas nos países em desenvolvimento, que dispõem de recursos limitados para adaptação e, paradoxalmente, são as que menos contribuíram para as emissões históricas de gases de efeito estufa desde a Revolução Industrial (HISAMOTO, 2022).

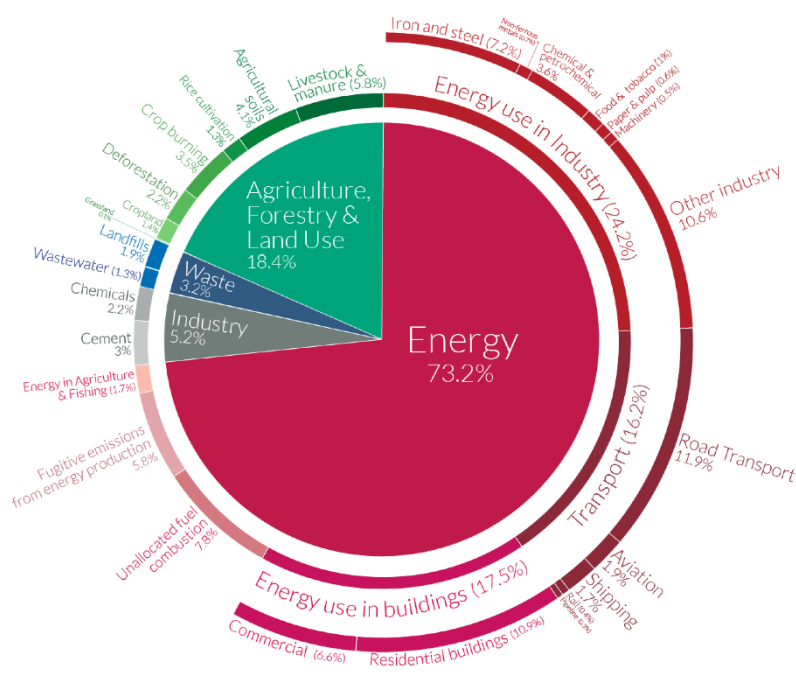
Para compreender integralmente esse cenário, é fundamental analisar as principais fontes de emissões de CO₂ responsáveis pelo agravamento do efeito estufa, examinar os acordos e metas internacionais firmados para conter esse avanço, avaliar as políticas de transição energética que direcionam investimentos a fontes renováveis e, por fim, investigar as pressões regulatórias e de mercado, como a precificação de carbono e as exigências de *stakeholders*, que moldam as estratégias de empresas e governos no processo de descarbonização.

2.1.1. Principais fontes de emissões

Segundo o IPCC (2023), as emissões globais de gases de efeito estufa cresceram de forma acelerada desde 1990, alcançando em 2019 um aumento de 54 % em relação a 1990 e de 12 % em comparação a 2010, o que tem se refletido no aquecimento da superfície terrestre, já próximo de 1,1 °C acima dos níveis pré-industriais.

Conforme ilustrado na Figura 5, as emissões globais de GEE são fortemente concentradas no setor de energia, que responde por 73,2 % do total, incluindo o uso de energia na indústria, nos transportes e nas edificações. Em seguida, destaca-se o grupo AFOLU (agricultura, florestas e uso da terra), responsável por 18,4 % das emissões, enquanto resíduos representam 3,2 % e processos industriais correspondem a 5,2 % (RITCHIE; ROSER; ROSADO, 2020).

Figura 5 – Emissões globais de GEE por setor



Fonte: Ritchie, Roser e Rosado (2020)

Essa distribuição evidencia a necessidade de abordagens específicas de mitigação para cada fonte, como a descarbonização da matriz energética (principal motivador para este estudo), processos industriais de menor intensidade carbônica, práticas sustentáveis no uso da terra, mobilidade mais limpa e eficiência energética em edificações.

2.1.2. Acordos e metas internacionais

2.1.2.1. Protocolo de Quioto

Adotado em 11 de dezembro de 1997, na COP 3, o Protocolo de Quioto foi o primeiro instrumento a converter os objetivos gerais da Convenção-Quadro em metas numéricas juridicamente vinculantes. Após longo processo de ratificação, entrou em vigor em 16 de fevereiro de 2005 e, conseguindo à época reunir 192 Partes. O tratado aplica o princípio das “responsabilidades comuns, porém diferenciadas”: apenas os países industrializados e

economias em transição listados no Protocolo assumiram a obrigação coletiva de reduzir, em média, 5 % das emissões de gases de efeito estufa em relação a 1990 durante o primeiro período de compromisso (2008-2012) (UNITED NATIONS, 1997; UNITED NATIONS, s.d.).

Para tornar essa meta factível e economicamente eficiente, o Protocolo instituiu três mecanismos de mercado (Comércio Internacional de Emissões, Implementação Conjunta e Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL)) que permitem cumprir parte das obrigações comprando ou gerando créditos de carbono onde o custo de redução é menor, estimulando investimentos em projetos de baixo carbono (UNITED NATIONS, 1997).

O acordo também instituiu sistema rigoroso de monitoramento, relato e verificação: cada Parte com meta deve manter um registro nacional no qual se inscrevem a emissão, transferência ou aposentadoria das unidades de carbono geradas pelos mecanismos de mercado, apresentar inventários anuais de emissões e submeter essas informações a revisões técnicas multilaterais; além disso, uma parcela das receitas do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo alimenta o Fundo de Adaptação, que apoia projetos de resiliência climática em países vulneráveis (UNITED NATIONS, 1997; UNITED NATIONS, s.d.).

2.1.2.2. Acordo de Paris

O Acordo de Paris surge como desdobramento de um percurso de 23 anos de negociações climáticas multilaterais iniciado na Rio-92 — que criou a UNFCCC —, passou pelo Protocolo de Quioto em 1997 e foi impactado pelo colapso da COP 15 em Copenhague (2009), quando metas rígidas e centralmente negociadas mostraram-se incapazes de engajar, ao mesmo tempo, as grandes economias desenvolvidas e emergentes sem fragmentar o processo. Esse insucesso revelou a necessidade de um modelo capaz de conciliar universalidade e flexibilidade nacional, preservando a coesão do regime climático global (HISAMOTO, 2022).

Em dezembro de 2015, na COP 21, as Partes desenharam um sistema centrado em Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDCs): metas voluntárias de redução de emissões apresentadas a cada cinco anos, que devem refletir a aspiração de manter o aquecimento “bem abaixo de 2 °C” , com esforço adicional para 1,5 °C, e a ambição de atingir equilíbrio entre emissões e remoções de gases de efeito estufa na segunda metade do século, tudo isso ancorado em princípios de equidade, desenvolvimento sustentável e erradicação da pobreza. Cada nova

NDC precisa representar um avanço em relação à anterior, ajustando-se às responsabilidades diferenciadas e às capacidades nacionais, o que dá vida a um ciclo dinâmico de aumento gradual de ambição (BRASIL, 2017).

Para sustentar esse mecanismo de ambição, o Acordo instituiu um marco reforçado de transparência e prestação de contas: todas as Partes devem submeter, bienalmente, inventários nacionais de emissões e relatórios de progresso nas NDCs, passíveis de revisão técnica multilateral em formato facilitador e não-punitivo. Paralelamente, a cada cinco anos, a conferência das Partes realiza um balanço global que avalia, de modo abrangente, os avanços em mitigação, adaptação e meios de implementação e apoio, produzindo insumos que orientam o fortalecimento das NDCs no ciclo seguinte. Complementar a isso, um comitê de conformidade, de caráter transparente, não adversarial e facilitador, monitora lacunas e inconsistências — sem recorrer a sanções — e oferece orientação para que as Partes elevem continuamente suas metas, valendo-se também da pressão reputacional para estimular compromissos cada vez mais ambiciosos (BRASIL, 2017).

2.1.3. Políticas de transição energética

A corrida global por energias limpas ganhou novo fôlego após a COP 28, em Dubai, onde 130 países assumiram o compromisso de triplicar a capacidade instalada de renováveis até 2030. Esse esforço já se reflete no mercado: em 2023, as adições líquidas alcançaram 473 GW, um salto de 36 % em relação ao ano anterior e o 22.º recorde anual consecutivo (REN21, 2024).

Apesar do salto recorde em adições líquidas renováveis registrado em 2023, o World Energy Outlook 2024 conclui que os compromissos firmados na COP 28 não serão plenamente cumpridos até 2030. Para enquadrar essa análise, a IEA projeta três cenários de referência, apresentados na Tabela 2.1. No STEPS (*Stated Policies Scenario*), a capacidade global sobe dos atuais cerca de 4 250 GW para ~10 000 GW em 2030, avanço expressivo, mas ainda insuficiente para atingir a meta de triplicar renováveis definida em Dubai. No APS (*Announced Pledges Scenario*), que incorpora metas oficiais de 150 países, a expansão poderia chegar a ~9 760 GW; já no NZE (*Net Zero Emissions by 2050 Scenario*), que pressupõe a remoção rápida

de gargalos de rede, financiamento e licenciamento, a capacidade ultrapassa 11 000 GW, nível necessário para concretizar o triplo almejado.

Tabela 2.1 - Cenários de transição energética considerados no World Energy Outlook 2024

Cenário	Sigla	Premissas Adotadas
<i>Stated Policies Scenario</i>	STEPS	Mantém apenas políticas já promulgadas ou em implementação oficial.
<i>Announced Pledges Scenario</i>	APS	Inclui metas e compromissos anunciados por governos, mesmo que ainda não traduzidos em legislação. Trajetória compatível com emissões líquidas zero
<i>Net Zero Emissions by 2050 Scenario</i>	NZE	globais até 2050, exigindo medidas aceleradas em todos os setores.

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados de IEA (2024a)

A Tabela 2.2 sintetiza as principais medidas de política climática e energética anunciadas entre 2023 e 2024, agrupando-as por categoria (transporte, edifícios, captura, utilização e armazenamento de carbono, setor elétrico, regulação de emissões, petróleo & gás e medidas geopolíticas) e listando, para cada país, a iniciativa correspondente. Esse panorama evidencia a amplitude e a diversidade de instrumentos que vêm sendo mobilizados para acelerar a descarbonização

Tabela 2.2 – Principais iniciativas climáticas e energéticas anunciadas por países entre 2023 e 2024

(continua)

País e categoria	Iniciativa anunciada entre 2023 e 2024
Transporte	
Austrália	Primeiro padrão nacional de eficiência veicular aplicável a carros a partir de 2025
Estados Unidos	Novos padrões multipoluentes de emissões para carros e caminhões (EPA)

Tabela 2.2 – Principais iniciativas climáticas e energéticas anunciadas por países entre 2023 e 2024

(continuação)

País e categoria	Iniciativa anunciada entre 2023 e 2024
Edifícios e Eficiência	
Canadá	Estratégia de Edifícios Verdes com cerca de CAD 1 bilhão para acelerar reformas
Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono	
Austrália	Lei nacional para viabilizar projetos de captura, utilização e armazenamento de carbono
Indonésia	Lei nacional para viabilizar projetos de captura, utilização e armazenamento de carbono
Japão	Lei nacional para viabilizar projetos de captura, utilização e armazenamento de carbono
Coreia do Sul	Lei nacional para viabilizar projetos de captura, utilização e armazenamento de carbono
Setor Elétrico e Renováveis	
Coreia do Sul	11.º Plano Básico de Eletricidade: expansão de nuclear, solar e eólica
Vietnã	Plano Diretor de Energia 2021-2030 e mecanismo de venda direta de eletricidade renovável
Reino Unido	Revogação do veto à construção de parques eólicos <i>onshore</i>
Estados Unidos	Ordem 1920 (FERC): planejamento regional de longo prazo para novas linhas de transmissão
Indonésia	Plano Abrangente de Investimentos e Políticas no âmbito da Parceria para uma Transição Energética Justa

Tabela 2.2 – Principais iniciativas climáticas e energéticas anunciadas por países entre 2023 e 2024

(conclusão)

País e categoria	Iniciativa anunciada entre 2023 e 2024
Regulação de Emissões & Precificação de Carbono	
União Europeia	Regulamento inédito para reduzir emissões de metano e fase transitória do Mecanismo de Ajuste de Carbono na Fronteira
China	Nova política nacional de melhoria da qualidade do ar
Petróleo & Gás	
Argentina	Reformas pró-mercado para atrair investimentos em infraestrutura de óleo e gás
África do Sul	Rascunho do Plano Diretor do Gás submetido a consulta pública
Medidas Geopolíticas	
Estados Unidos	Sanções adicionais a projetos e comércio de GNL russo
União Europeia	Sanções adicionais a projetos e comércio de GNL russo

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados de IEA (2024a)

2.2. Hidrogênio como vetor energético

2.2.1. Propriedades físico-químicas

O hidrogênio (H₂) possui densidade extremamente baixa em condições ambientes, cerca de 0,08375 kg/m³ - como observado na Tabela 2.3, valor que pode ser elevado para 23 kg/m³ quando o gás é comprimido a 350 bar. Caso seja liquefeito, sua densidade atinge aproximadamente 71,1 kg/m³, patamar ainda muito aquém dos valores típicos de combustíveis como diesel (830–950 kg/m³), gasolina (715–780 kg/m³) e GNL (430–470 kg/m³). Esse contraste ressalta o desafio logístico de transportar e armazenar grandes volumes de hidrogênio, haja vista a necessidade de pressões muito elevadas ou temperaturas criogênicas (PATONIA; POUDINEH, 2022).

Em termos de características térmicas, o hidrogênio possui ponto de ebulição extremamente baixo, de -252,87 °C, próximo ao zero absoluto (-273,15 °C). Essa condição

exige grande demanda energética para liquefação, consumindo entre 30 e 36% do conteúdo energético total do combustível, além de implicar perdas por *boil-off* e riscos de inflamabilidade, pois o H₂ se mistura facilmente com o ar em níveis acima de 4% em volume. Apesar disso, o hidrogênio se destaca por não emitir dióxido de carbono em seu uso final, ganhando relevância no contexto de transição energética e descarbonização de setores como indústria, transportes e geração de energia (PATONIA; POUDINEH, 2022).

Tabela 2.3 – Propriedades físico-químicas dos elementos em análise

	Hidrogênio	Amônia	Metilciclohexano	Metanol
Características gerais				
Fórmula química	H ₂	NH ₃	C ₇ H ₁₄	CH ₃ OH
Massa molar (g/mol)	2,0	17,0	98,2	32,0
Densidade em condições normais (kg/m ³)	0,1	0,7	866,9	791,4
Ponto de fusão (°C)	-259,2	-77,73	-126,3	-97,6
Ponto de ebulição (°C)	-252,9	-33,3	101	64,7
Armazenamento e transporte				
Densidade em condições adequadas (kg/m ³ , forma líquida)	71,1	686,0	866,9	791,4
Pressão para armazenamento/ transporte (atm)	1	1	1	1
Temperatura favorável para armazenamento/ transporte (°C)	≤ -252,9	≤ -33,3	20-25	20-25
Densidade de energia gravimétrica (MJ/kg)	120	21-23	7,4	20-22
Teor gravimétrico de H ₂ (wt%)	100	17,7	6,1	12-13
Densidade de energia volumétrica (Wh/L)	8,49	13-14	5,66	11-12
Teor volumétrico de H ₂ (kgH ₂ /m ³)	71	108-120	47	95-99
Limite explosivo no ar (vol%)	>4	15-28	1-7	7-36

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados de Patonia e Poudineh (2022)

2.2.2. Rotas de produção

O hidrogênio pode ser classificado de acordo com a fonte de energia e os processos utilizados em sua produção, recebendo cores distintas que refletem seu impacto ambiental. As principais rotas de produção incluem o hidrogênio cinza, azul e verde. Essa categorização visa indicar o nível de emissões de gases de efeito estufa associadas a cada método, sendo um aspecto central na análise de sua viabilidade dentro do contexto da transição energética (EPE, 2021a; EPE, 2021b; NAEA, 2022).

2.2.2.1. Hidrogênio cinza (reforma de gás natural sem captura de carbono)

O hidrogênio cinza é produzido majoritariamente a partir da reforma a vapor do metano (SMR - *Steam Methane Reforming*), processo em que o gás natural é aquecido com vapor d'água, gerando hidrogênio e grandes volumes de dióxido de carbono como subproduto. Como não há aplicação de tecnologias de captura de carbono nesse método, o hidrogênio cinza é intensivo em emissões e representa atualmente a principal forma de produção de H₂ no mundo, correspondendo a cerca de 95% da oferta global (EPE, 2022b).

2.2.2.2. Hidrogênio azul (reforma com CCS)

O hidrogênio azul também é produzido via reforma do gás natural, porém com a aplicação de tecnologias de captura e armazenamento de carbono (CCS - *Carbon Capture and Storage*), o que reduz significativamente suas emissões de CO₂. Essa rota busca combinar a maturidade tecnológica do hidrogênio cinza com uma abordagem mais sustentável, apresentando-se como alternativa de curto e médio prazo para a descarbonização da matriz energética, sobretudo em países com infraestrutura de gás natural consolidada (EPE, 2022a).

2.2.2.3. Hidrogênio verde (eletrólise com energia renovável)

O hidrogênio verde é obtido por meio da eletrólise da água, processo que utiliza eletricidade para separar as moléculas de H₂O em hidrogênio e oxigênio. Quando essa

eletricidade provém de fontes renováveis, como solar ou eólica, o processo se torna praticamente isento de emissões de gases de efeito estufa. Apesar de ser a rota mais sustentável, o hidrogênio verde ainda enfrenta desafios de escala, custo e infraestrutura para se consolidar como opção dominante nos próximos anos (LARA; RICHTER, 2022).

2.2.3. Desafios de armazenamento e transporte

Em razão de sua baixa densidade volumétrica, o armazenamento do hidrogênio em estado gasoso demanda pressões elevadas (na faixa de 250 a 500 bar, por exemplo) para se obter quantidades significativas de combustível no mesmo volume (PATONIA; POUDINEH, 2022). Alternativamente, o hidrogênio pode ser liquefeito a $-252,87^{\circ}\text{C}$, elevando sua densidade para algo próximo de $71,1 \text{ kg/m}^3$ (Tabela 2.3). Esse processo, porém, implica alto gasto energético e perdas associadas à manutenção em tanques criogênicos (*boil-off gas*).

No que se refere ao transporte terrestre, utilizam-se frequentemente tubulações (quando economicamente viáveis em distâncias menores) ou *tube trailers* pressurizados. Entretanto, há limitações regulamentares referentes a peso, altura e volume, que podem restringir a capacidade de carga a algumas poucas centenas de quilos de H_2 por veículo. Para rotas marítimas, a liquefação tende a ser a opção preferível para mover grandes quantidades, apesar dos custos: mesmo com a maior densidade obtida em estado líquido, perdas por evaporação (*boil-off*) ocorrem ao longo da viagem, exigindo reposição e controle térmico constante (PATONIA; POUDINEH, 2022).

Além disso, a infraestrutura necessária para estocagem em larga escala e transporte transoceânico de hidrogênio puro ainda é pouco consolidada, uma vez que a maior parte da oferta e do consumo se concentra em polos industriais regionais. Nesse contexto, surgem alternativas como a amônia, os carregadores orgânicos líquidos (LOHCs, como o MCH) e o metanol, que buscam contornar esses desafios de densidade e condicionamento do H_2 , embora cada qual apresente suas próprias limitações e *trade-offs* de custo, eficiência e segurança (PATONIA; POUDINEH, 2022).

2.3. Amônia e outras rotas como transportadores de hidrogênio

A presente seção discute a amônia e outras rotas alternativas para o transporte de hidrogênio, apresentando suas principais propriedades físico-químicas, requisitos de armazenamento e implicações logísticas. O objetivo é comparar as opções mais consolidadas e relevantes para aplicações em larga escala, como a amônia, o metilciclohexano (MCH) e o metanol, destacando seus respectivos *trade-offs* de eficiência, segurança e custo. Essa análise é essencial para contextualizar por que a amônia se torna o foco deste trabalho e como seu desempenho se posiciona em relação às demais rotas disponíveis.

2.3.1. Propriedades físico-químicas da amônia, MCH e metanol

A amônia (NH_3) apresenta ponto de ebulição de aproximadamente $-33,34\text{ }^\circ\text{C}$, densidade líquida em torno de 686 kg/m^3 e conteúdo gravimétrico de hidrogênio de 17,65 wt%. Em condições de transporte, ela alcança cerca de 107,7 a $120\text{ kgH}_2/\text{m}^3$ em termos de conteúdo volumétrico de hidrogênio, praticamente o dobro daquilo que o hidrogênio líquido ($71,1\text{ kg/m}^3$) consegue entregar. Ao mesmo tempo, a liquefação da amônia requer muito menos energia do que a do H_2 , pois ocorre em temperatura bem menos extrema. Contudo, há consideráveis riscos de toxicidade e a possibilidade de gerar NO_x em aplicações de combustão (PATONIA; POUDINEH, 2022).

No caso do metilciclohexano (MCH, C_7H_{14}), o ponto de ebulição gira em torno de $101\text{ }^\circ\text{C}$ e a densidade pode chegar a $866,9\text{ kg/m}^3$, a mais alta entre os compostos avaliados. Seu teor gravimétrico de hidrogênio (6,1 wt%) é relativamente baixo, de modo que a quantidade de H_2 efetivamente transportada, por unidade de massa de MCH, é inferior à verificada na amônia. Por outro lado, o MCH permanece líquido em temperatura ambiente e apresenta faixas de *boil-off* estimadas em 0,0005 a 0,065%/dia, muito inferiores às do hidrogênio líquido. Entretanto, exige desidrogenação final no destino e retorno do tolueno, o que adiciona custos e complexidade operacional (PATONIA; POUDINEH, 2022).

Já o metanol (CH_3OH) possui ponto de ebulição em torno de $64,7\text{ }^\circ\text{C}$ e densidade de $791,4\text{ kg/m}^3$, carregando cerca de 12 a 12,5 wt% de hidrogênio. Em termos volumétricos, pode atingir de 95 a $99\text{ kgH}_2/\text{m}^3$, uma fração menor que a da amônia, porém ainda superior ao H_2

líquido quando se consideram as perdas associadas à criogenia. Sua forma líquida em condições ambiente implica *boil-off* entre 0,00032 e 0,005%/dia, praticamente desprezível frente ao hidrogênio, mas a rota de liberação do H₂ via reforma produz CO₂, exigindo soluções de captura e armazenamento de carbono para reduzir emissões (PATONIA; POUDINEH, 2022).

Em comparação ao hidrogênio líquido, que demanda cerca de 30 a 36% de sua própria energia para liquefação e apresenta densidade volumétrica de 71,1 kg/m³, a amônia tende a entregar maior quantidade de H₂ por unidade de volume (107,7 a 120 kgH₂/m³) e a exigir menos energia na etapa de resfriamento (temperatura de ebulição em -33,34 °C, contra -252,87 °C do H₂). Metanol e MCH, por dispensarem refrigeração intensa, minimizam as perdas por *boil-off* (com valores iniciais que podem chegar a 0,0005%/dia para MCH e 0,00032%/dia para metanol), mas envolvem carbono (no metanol) ou o transporte de massa adicional (retorno do tolueno no MCH). Assim, embora o hidrogênio líquido não emita CO₂ em seu uso final, o custo energético da liquefação e as perdas criogênicas tornam sua logística mais onerosa (PATONIA; POUDINEH, 2022).

Nesse sentido, avaliando eficiência energética, requisitos de armazenagem e complexidade de logística, a amônia se destaca por carregar praticamente o dobro de hidrogênio que o H₂ líquido no mesmo volume, aproveitando ainda uma infraestrutura consolidada de terminais industriais. O metanol surge como segunda opção mais vantajosa ao evitar temperaturas tão baixas e oferecer volumes relevantes de H₂, apesar de necessitar de controle de CO₂ na reforma. O MCH, por sua vez, apresenta o menor teor gravimétrico de hidrogênio (6,1 wt%), demandando maior movimentação de massa e etapas adicionais (desidrogenação + devolução do tolueno). Dessa forma, para rotas marítimas longas e em larga escala, a amônia tende a ser o vetor mais efetivo, seguida pelo metanol em cenários que priorizem menor complexidade de refrigeração (PATONIA; POUDINEH, 2022).

2.3.2. Rotas de produção de amônia

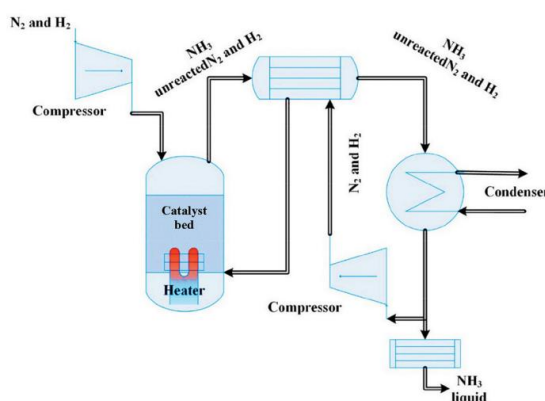
Processo Haber-Bosch tradicional (base fóssil): método mais utilizado para a produção de amônia, consistindo na reação entre hidrogênio e nitrogênio na proporção de 3:1 sob alta pressão (entre 12–22 MPa) e temperatura (400–650 °C), na presença de catalisadores, formando amônia em um sistema cíclico onde o gás não reagido é recirculado (BICER;

KHALID, 2021). A produção convencional começa com a purificação do gás natural por dessulfurização, seguida da reforma do metano — geralmente via reforma a vapor (SMR) ou, alternativamente, via reforma autotérmica (ATR) — gerando um gás de síntese rico em H_2 e CO; em seguida, o CO é convertido em CO_2 e mais H_2 na etapa de *water-gas-shift*, e o CO_2 é removido por lavagem com aminas, restando um fluxo quase puro de hidrogênio, que é submetido à metanação para remover traços de COx antes de se combinar com o nitrogênio proveniente da separação do ar (IEA, 2021a). A mistura de H_2 e N_2 é então comprimida e aquecida para entrar no reator Haber-Bosch, onde parte dela é convertida em amônia em leitos catalíticos, enquanto o restante retorna ao loop de síntese; a amônia formada é recuperada por condensação ao resfriar os gases a 210–225 °C (BICER; KHALID, 2021; IEA, 2021a). A Figura 6 abaixo ilustra esquematicamente esse ciclo contínuo de síntese e separação da amônia.

Amônia verde via eletrólise (hidrogênio renovável + nitrogênio): Neste arranjo todo o hidrogênio vem da decomposição de água em eletrolisadores. A eletricidade alimenta o ânodo e o cátodo, liberando oxigênio de um lado e hidrogênio de alta pureza do outro; aproximadamente 95 % da energia do processo — cerca de 36 GJ por tonelada de NH_3 — é consumida aqui, e os 5 % restantes acionam a unidade criogênica que extrai nitrogênio do ar e o loop Haber-Bosch. Como não há combustão nem carbono no fluxo, as emissões diretas são nulas; porém, se a eletricidade ultrapassar 180 g CO_2 kWh⁻¹, o carbono indireto supera o da melhor planta fóssil. Após a secagem e a compressão, o H_2 encontra o N_2 na pressão de síntese e segue o mesmo ciclo catalítico descrito para o Haber-Bosch convencional, com condensação do amoníaco e reciclo do gás inerte até quase todo o hidrogênio reagir (IEA, 2021a).

Rotas intermediárias com CCS: As etapas até a liberação do CO_2 são idênticas às da rota fóssil, mas, antes que o gás se perca na chaminé, ele é retido. Primeiro, a corrente concentrada que já sai do tratamento do gás de síntese é simplesmente comprimida; depois, outra amina absorve o CO_2 diluído dos gases de combustão. A soma dessas duas capturas atinge taxas próximas de 90 %, reduzindo as emissões diretas para cerca de 0,1 t CO_2 por tonelada de amônia à custa de um acréscimo de aproximadamente 0,7 GJ de eletricidade para regenerar solventes e acionar compressores. O dióxido de carbono é então desidratado, comprimido até algo perto de 100 bar, transportado por dutos ou navios e injetado em formações geológicas profundas — como aquíferos salinos ou reservatórios de petróleo exauridos — onde fica armazenado de forma permanente (IEA, 2021a).

Figura 6 – Processo de síntese de amônia de Haber-Bosch



Fonte: Bicer e Khalid (2021)

2.4. Estratégia e análise de mercado

2.4.1. Forças de Porter

Para entender o funcionamento de um setor, é necessário analisar sua estrutura e o nível de competição entre os *players*. O modelo das Cinco Forças de Porter ajuda a identificar os fatores que influenciam a concorrência e a rentabilidade no longo prazo (Porter, 1998). Ele pode ser usado de forma direta, com atribuição de intensidade de 0 a 5 para cada força e representação em um gráfico de pentágono, ou como um norteador para uma análise mais completa e detalhada do ambiente competitivo.

- Rivalidade entre competidores:** A rivalidade entre empresas que já operam no setor é frequentemente o aspecto mais visível da competição. Ela pode se manifestar por meio de táticas como descontos agressivos, batalhas publicitárias, melhorias constantes em produtos ou serviços e melhoria no atendimento ao cliente. Essa rivalidade tende a ser mais intensa quando existem muitos concorrentes de tamanho similar, crescimento lento do setor, altos custos fixos ou de armazenamento, baixa diferenciação de produto e barreiras de saída elevadas. Esses fatores incentivam empresas a competir com mais intensidade, o que pode corroer a lucratividade de todos os participantes (Porter, 1998).

- **Poder de barganha de fornecedores:** Fornecedores podem exercer poder ao elevar preços ou reduzir a qualidade dos insumos, afetando diretamente os custos e a rentabilidade das empresas do setor. Esse poder é maior quando os fornecedores estão concentrados, oferecem insumos diferenciados ou com custos de troca altos, ou ainda quando têm a capacidade de vender diretamente aos consumidores. Além disso, quando os insumos representam um elemento crítico do produto final ou quando há poucos substitutos disponíveis, o poder de barganha dos fornecedores se acentua (Porter, 1998).
- **Poder de barganha de compradores:** Compradores exercem pressão sobre a indústria ao exigir preços mais baixos, melhor qualidade ou mais serviços. O poder dos compradores aumenta quando eles compram em grandes volumes, os produtos adquiridos são padronizados ou indiferenciados, ou quando podem facilmente mudar de fornecedor com baixos custos de troca. Também é relevante quando os compradores têm total acesso à informação, o que lhes permite comparar preços e condições com facilidade, aumentando seu poder de barganha (Porter, 1998).
- **Ameaça de substitutos:** Produtos substitutos limitam o potencial de lucro da indústria ao impor um teto aos preços. Quanto mais atrativos forem os substitutos em termos de preço-desempenho, maior será a pressão sobre o setor. Essa ameaça é ainda mais significativa quando o custo de troca para o consumidor é baixo, ou quando os substitutos são produzidos por setores com alta rentabilidade, que podem investir pesadamente em marketing e inovação para conquistar mercado (Porter, 1998).
- **Barreiras de entrada:** As barreiras de entrada determinam o grau de facilidade com que novas empresas podem entrar no setor e competir. Entre os principais obstáculos estão: economias de escala, diferenciação de produto, exigências de capital elevado, desvantagens de custo independentemente de escala (como acesso preferencial a matérias-primas, localização, experiência acumulada), acesso restrito a canais de distribuição, políticas governamentais e expectativa de retaliação por parte dos incumbentes. A presença de barreiras elevadas tende a proteger os participantes atuais e manter a lucratividade do setor (Porter, 1998).

No item 4.3 será apresentada a análise de competitividade por esta metodologia.

2.5. Economia da energia e avaliação de projetos

Esta seção apresenta os fundamentos de economia da energia e de avaliação de projetos que sustentam a análise quantitativa realizada neste trabalho. São discutidos os conceitos que permitem interpretar custos ao longo do ciclo de vida, comparar tecnologias distintas de produção e transporte de hidrogênio e avaliar a atratividade financeira de projetos intensivos em capital. A exposição desses elementos fornece a base necessária para o cálculo do custo nivelado e para a construção dos indicadores econômico-financeiros utilizados nos cenários da análise quantitativa.

2.5.1. Custo nivelado de hidrogênio

O Custo Nivelado de Hidrogênio, conhecido pela sigla em inglês *Levelized Cost of Hydrogen* (LCOH), é uma métrica destinada a comparar a eficiência econômica de diferentes rotas de produção de hidrogênio, funcionando de modo análogo ao Custo Nivelado de Energia (LCOE). Assim como discutido por Chentouf et al. (2021) em relação ao LCOE, o LCOH expressa o custo total de produzir uma unidade do produto final ao longo de toda a vida útil do projeto, convertendo todos os fluxos de caixa relevantes em valor presente. A métrica reúne, em um único indicador, o custo por quilograma de hidrogênio necessário para que o empreendimento atinja um VPL igual a zero.

A composição de custos inclui investimento inicial (CAPEX), despesas operacionais e de manutenção (O&M), financiamento, seguros, tributos e eventuais incentivos, além dos custos de *feedstock*, um aspecto central no caso do hidrogênio, que abrange insumos como gás natural (rotas cinza e azul), água, eletricidade renovável (rota verde) e eventuais despesas de captura e armazenamento de carbono (hidrogênio azul). Do lado da produção, considera-se a quantidade efetiva de hidrogênio gerada em cada ano, descontada à taxa de desconto do projeto, o que permite comparar tecnologias distintas sob uma mesma base econômica.

O LCOH tornou-se referência na avaliação de competitividade entre diferentes rotas de produção, na formulação de políticas públicas e na análise de projetos industriais, pois traduz a complexidade técnico-econômica da produção de hidrogênio em um valor único, transparente e comparável. Além disso, funciona como estimativa do preço mínimo de venda do hidrogênio necessário para garantir retorno econômico ao investidor, ainda que o preço efetivo de mercado

possa divergir devido a condições contratuais, políticas de incentivo e mecanismos de precificação de carbono (AGORA INDUSTRY; UMLAUT, 2023).

A Equação 1 apresenta a formulação matemática do LCOH, na qual C_t representa o custo total no ano t , H_t é o volume de hidrogênio produzido no ano t e r é a taxa de desconto:

$$\text{LCOH} = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{H_t}{(1+r)^t}} \quad (1)$$

2.5.2. Análise de viabilidade econômica

Para analisar a viabilidade econômica da amônia como transportadora e armazenadora de hidrogênio, é necessário que todas as etapas da cadeia sejam sustentáveis: o hidrogênio entregue ao consumidor final deve ter preço compatível com o mercado e, simultaneamente, o custo de produção e o preço de venda da amônia precisam tornar a própria planta financeiramente viável. Nesse contexto, o uso do método de fluxo de caixa descontado é pertinente: define-se como menor preço de amônia aceitável aquele que faz o valor presente líquido (VPL) do projeto ser igual a zero, isto é, o preço no qual os fluxos de caixa futuros, trazidos a valor de hoje pela taxa de retorno exigida, exatamente cobrem o investimento e os custos do empreendimento.

2.5.2.1. Custo do capital próprio (K_e)

O custo do capital próprio é a taxa mínima de retorno exigida pelos acionistas para remunerar o risco do projeto. No enquadramento de Damodaran (2012), estima-se pelo CAPM:

$$K_e = R_f + \beta \times \text{ERP} \quad (2)$$

em que R_f é a taxa livre de risco, ERP é o prêmio de risco do mercado acionário e β mede a sensibilidade do retorno do ativo ao retorno do mercado.

A taxa livre de risco (R_f) deve estar na mesma moeda e na mesma ótica (nominal ou real) dos fluxos de caixa projetados. Para fluxos nominais em dólares, utiliza-se o rendimento de títulos do Tesouro dos EUA de longo prazo (por exemplo, 10 a 30 anos), alinhando o horizonte ao ciclo econômico do projeto; em termos reais, utiliza-se uma taxa real. Além disso, a taxa livre de risco deve atender a duas propriedades: (i) ausência de risco de inadimplência e (ii) ausência de risco de reinvestimento. Como implicação prática, prefere-se títulos zero cupom e prazo compatível com a projeção, evitando reinvestimentos intermediários a taxas incertas (Damodaran, 2012).

O prêmio de risco do mercado (ERP) representa a remuneração adicional exigida para trocar o ativo livre de risco pelo portfólio de mercado. Pode ser obtido por séries históricas (ações menos títulos) ou por método implícito a partir de preços correntes, quando se busca refletir condições atuais (Damodaran, 2012).

Beta (β) é o coeficiente que captura o risco sistemático do ativo, definido por:

$$\beta = \frac{\text{Cov}(R_i, R_m)}{\text{Var}(R_m)} \quad (3)$$

onde R_i é o retorno do ativo/projeto e R_m é o retorno do mercado. Valores de $\beta > 1$ indicam maior sensibilidade que o mercado; $\beta < 1$, menor sensibilidade.

A estimativa do K_e deve ser coerente com a moeda e a natureza dos fluxos (nominal vs. real) e com o horizonte econômico da planta (Damodaran, 2012).

2.5.2.2. Custo da Dívida (K_d)

O custo da dívida é o “preço” que a empresa paga para tomar dinheiro emprestado. Em termos práticos, ele reflete a taxa de juros que os credores cobram hoje, seja em empréstimos bancários ou em títulos emitidos pela empresa. Quando existem títulos negociados, observa-se a taxa que o mercado pede por eles; quando não existem, usam-se as taxas de captações recentes

ou uma referência de empresas com risco parecido. Esse custo deve ser considerado na mesma moeda dos fluxos do projeto e, para fins de análise, leva-se em conta que os juros reduzem o lucro tributável, ou seja, o custo efetivo após impostos é menor que a taxa bruta (Damodaran, 2012).

2.5.2.3. Custo Médio Ponderado de Capital (WACC)

Uma vez conhecidos o K_e e o K_d , o WACC consolida o custo global de financiamento do projeto ou empresa combinando capital próprio e dívida nas proporções utilizadas. É a taxa adequada para descontar fluxos de caixa livres para a firma (antes de juros), por incorporar o retorno requerido pelos acionistas e o custo da dívida após impostos, ponderados pelos valores de mercado de cada fonte. A taxa deve estar na mesma moeda, no mesmo prazo e na mesma ótica (nominal ou real) dos fluxos do modelo (Damodaran, 2012).

$$WACC = K_e \times \frac{E}{D + E} + K_d \times (1 - T) \times \frac{D}{D + E} \quad (4)$$

K_e é o custo do capital próprio, K_d é o custo da dívida antes de impostos, T é a alíquota marginal aplicável aos juros, e E e D são os valores de mercado do *equity* e da dívida. A aplicação consistente do WACC no fluxo de caixa descontado permite determinar o preço mínimo da amônia que torna o projeto economicamente neutro ($VPL = 0$).

2.6. *Curtailement* de energia elétrica

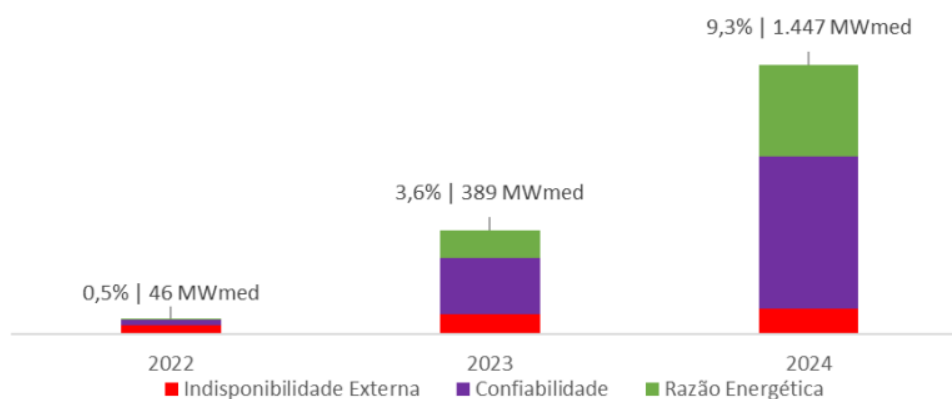
De acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), o *curtailment* é definido como a redução, limitação ou corte da geração de energia elétrica em situações em que a produção supera a capacidade de transmissão disponível ou a necessidade de consumo demandada. Em outras palavras, trata-se de um procedimento de segurança sistêmica, que visa preservar a estabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN) quando a oferta de energia renovável, predominantemente eólica e solar, excede as condições técnicas de escoamento. A

Figura 7 apresenta a evolução histórica dos cortes de geração no Brasil, destacando o crescimento do *curtailment* ao longo dos últimos anos (ONS, 2025).

O ONS classifica o curtailment em três categorias principais:

- **Indisponibilidade Externa:** restrições decorrentes de limitações operacionais externas às usinas, como falhas ou manutenção em equipamentos da rede.
- **Confiabilidade:** restrições operativas voltadas a atender requisitos de segurança do sistema, incluindo limites de carregamento de linhas de transmissão ou estabilidade elétrica.
- **Razão Energética:** cortes motivados por sobreoferta de energia, quando a geração excede a demanda em determinados momentos.

Figura 7 – Evolução histórica dos cortes de geração por tipo de causa

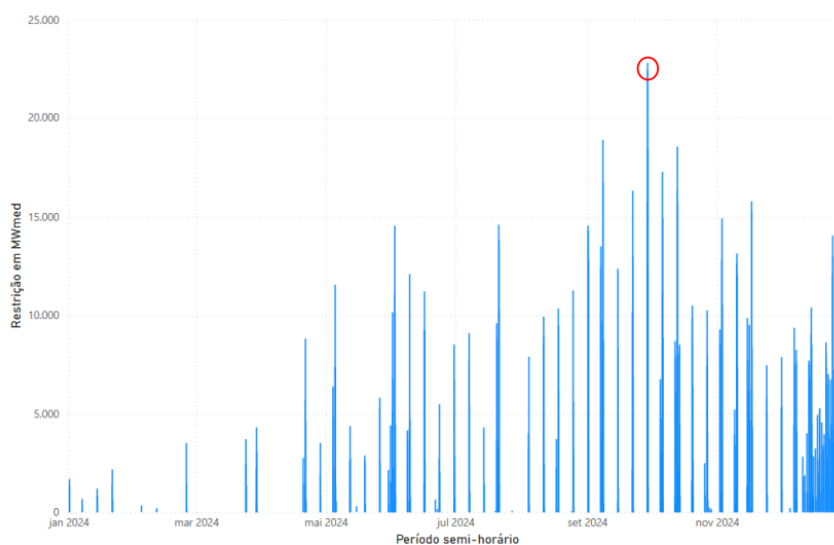


Fonte: ONS (2025)

Embora esse fenômeno já fosse conhecido em sistemas elétricos de outros países, ganhou relevância no Brasil a partir do evento de 15 de agosto de 2023, quando o SIN sofreu uma grande perturbação associada ao desempenho real das usinas renováveis, inferior ao previsto em seus modelos de conexão. O episódio marcou um divisor de águas, pois evidenciou a discrepância entre o comportamento esperado e o observado das usinas eólicas e fotovoltaicas. Durante a ocorrência, constatou-se falha no suporte dinâmico de potência reativa e no controle de tensão desses empreendimentos, o que levou a uma revisão dos limites operativos do sistema. A consequência prática foi a intensificação dos cortes de geração, em especial no Nordeste,

região que concentra a maior parte da capacidade instalada renovável do país. Nesse contexto, o *curtailment* deixou de ser pontual e passou a se consolidar como um fenômeno estrutural da operação do sistema brasileiro. A magnitude desse efeito pode ser observada na Figura 8, que mostra a energia total cortada em 2024 (ONS, 2025).

Figura 8 - Energia diária “cortada” em 2024



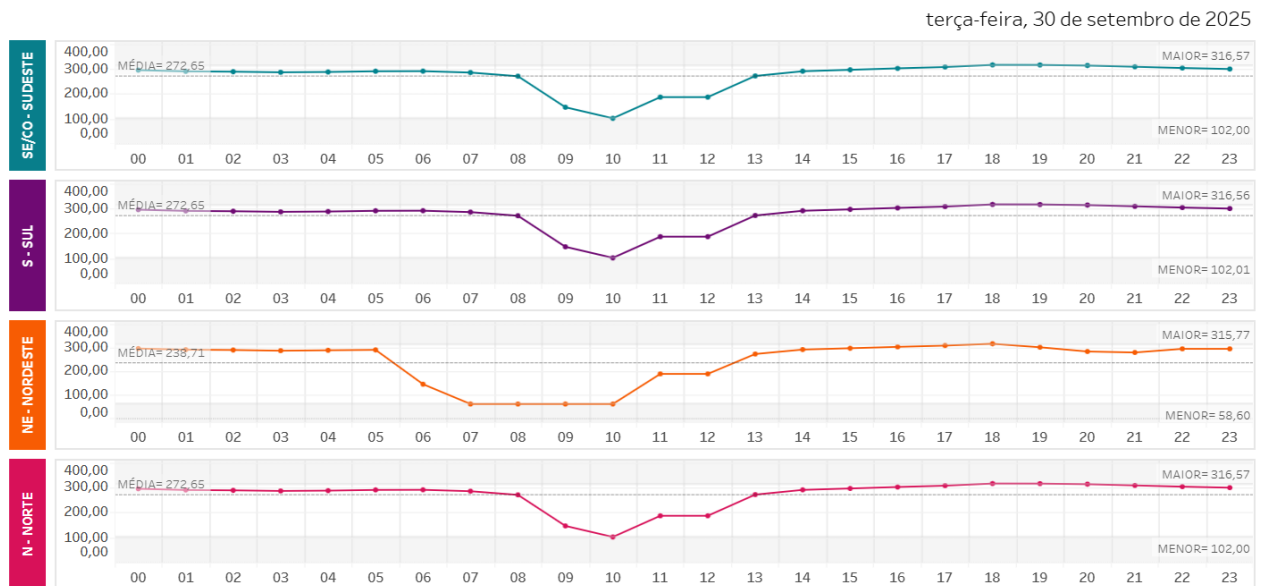
Fonte: ONS (2025)

Em 2024, apenas as restrições associadas a razões energéticas somaram 4.330 GWh, com média de 493 MWmed e picos que chegaram a 22.766 MWmed em determinados intervalos. Esses números revelam não apenas a escala crescente do problema, mas também a sua concentração em períodos específicos do dia e do ano. Durante a chamada “safra dos ventos” (julho a setembro), o potencial de produção eólica no Nordeste aumenta de forma significativa, coincidindo com períodos de menor demanda, o que acentua a necessidade de cortes. De forma semelhante, ao longo do dia, a entrada massiva da geração solar fotovoltaica entre 09h e 15h leva a quedas bruscas no valor da carga líquida e, consequentemente, ao aumento do *curtailment*.

A Figura 9, referente ao dia 30/09/2025, mostra a variação de preços horária em cada submercado do SIN. Nota-se que todos apresentaram quedas acentuadas entre 09h e 11h, refletindo o excesso de energia renovável disponível no período diurno. O Nordeste, devido à sobreposição da geração solar e eólica, foi o submercado mais impactado, com valores

significativamente mais baixos em relação à média diária. Esse comportamento se repete em outros dias, sendo que quanto maior a oferta, menor o preço, assim como, maior o *curtailment*.

Figura 9 – Variação do preço por horário do dia por submercado (30/09/2025)



Fonte: CCEE (2025)

O ONS projeta que, até 2029, o *curtailment* por razões energéticas (oferta > consumo, em determinadas horas) deve se tornar predominante. Estima-se que ele ultrapasse 10% da geração eólica e 20% da fotovoltaica, especialmente em horários de maior incidência solar. Esse cenário indica que, mesmo com a expansão da rede de transmissão, os cortes continuarão a ser uma prática necessária, já que decorrem não apenas de limitações físicas de rede, mas também do descompasso entre oferta renovável concentrada e o perfil de consumo (ONS, 2025).

2.7. Fundamentação estatística para análise estocástica

Esta seção apresenta a fundamentação estatística necessária para a análise estocástica desenvolvida no estudo, abordando os métodos utilizados para representar incertezas e avaliar a sensibilidade dos resultados às principais variáveis do projeto. São discutidas as ferramentas

que permitem modelar distribuições de probabilidade, testar aderência estatística e gerar cenários por meio de simulação.

2.7.1. Simulação de Monte Carlo

A simulação de Monte Carlo é uma classe de algoritmos computacionais utilizada para analisar modelos que envolvem incerteza, gerando numericamente a distribuição de um resultado de interesse a partir de um conjunto de variáveis de entrada aleatórias. A base teórica desse tipo de simulação é a teoria das probabilidades e a estatística, uma vez que o resultado Y é modelado como função de vários parâmetros incertos $X_1, X_2, \dots, X_k$ cada um representado por uma distribuição de probabilidade. Em termos práticos, o algoritmo consiste em sortear repetidamente valores para essas variáveis de entrada, calcular o valor correspondente de Y e, ao fim de um grande número de repetições, obter uma aproximação empírica da distribuição de Y . Esse tipo de abordagem é especialmente útil quando o resultado depende de muitos parâmetros complexos (DEGROOT; SCHERVISH, 2012).

No contexto deste trabalho, a variável de saída Y pode ser, por exemplo, o custo nivelado de hidrogênio (LCOH). As variáveis de entrada incluem o custo de CAPEX dos eletrolisadores e da planta de amônia, o custo da energia elétrica, fatores de capacidade, taxa de desconto, entre outras. Cada uma dessas variáveis é descrita por uma distribuição apropriada, podendo ser obtida a partir de dados da literatura ou de maneira empírica através de séries históricas. Em cada simulação, o modelo sorteia uma realização $X_{1i}, X_{2i}, \dots, X_{ki}$ dessas distribuições, calcula o valor correspondente $Y_i = Y(X_{1i}, X_{2i}, \dots, X_{ki})$ e armazena o resultado. Repetindo-se esse procedimento n vezes, obtém-se uma amostra $\{Y_1, Y_2, \dots, Y_n\}$ que aproxima a distribuição de LCOH.

Do ponto de vista matemático, a simulação de Monte Carlo é usada principalmente para estimar o valor esperado de uma variável aleatória de saída Y , cuja distribuição é difícil de manipular diretamente. Se Y puder ser escrita como $Y = g(X_1, X_2, \dots, X_k)$, e se forem geradas amostras independentes $(X_{1i}, X_{2i}, \dots, X_{ki})$ com a mesma distribuição das variáveis de entrada, a estimativa de Monte Carlo para o valor esperado $\mathbb{E}[Y]$ é simplesmente a média amostral dos resultados simulados (DEGROOT; SCHERVISH, 2012):

$$E[Y] \approx \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Y(X_{1,i}, X_{2,i}, \dots, X_{k,i}) \quad (5)$$

Uma consequência direta das propriedades da média amostral apresentadas por DeGroot e Schervish (2012) é que a incerteza do estimador diminui à medida que aumenta o número de simulações. Essa relação é expressa pelo erro padrão da média, dado por:

$$EP = \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \quad (6)$$

Esses resultados estão diretamente ligados à lei dos grandes números, apresentada por DeGroot e Schervish (2012) no contexto de grandes amostras. De forma resumida, a lei dos grandes números afirma que, à medida que o número de observações n cresce, a média amostral converge, com alta probabilidade, para o valor esperado da variável:

$$\lim_{n \rightarrow \infty} \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n g(X_i) = \mu \quad (7)$$

É exatamente esse resultado que justifica o uso da média dos valores simulados como estimativa do valor esperado na simulação de Monte Carlo: quanto maior o número de iterações n , menor tende a ser o erro entre a média simulada $\hat{\mu}_n$ e o verdadeiro valor esperado μ .

Neste trabalho, a simulação de Monte Carlo será utilizada exatamente com esse propósito: transformar o modelo econômico da planta de amônia, que em sua forma determinística produz valores pontuais de LCOH e de indicadores financeiros, em um modelo estocástico que incorpora de maneira explícita as incertezas tecnológicas, operacionais e econômicas. Dessa forma, os resultados passam a ser expressos como distribuições de probabilidade e não apenas como valores médios, o que torna possível quantificar a probabilidade de viabilidade ou inviabilidade econômica da rota analisada e discutir de forma mais robusta o impacto das principais fontes de incerteza sobre a competitividade da amônia como transportadora de hidrogênio verde.

2.7.2. Teste de Anderson-Darling

O teste de Anderson–Darling é uma técnica estatística utilizada para avaliar o quanto uma amostra se ajusta a uma distribuição teórica previamente estabelecida. Esse tipo de procedimento se insere dentro dos testes de aderência, cujo objetivo é quantificar o grau de concordância entre a distribuição empírica dos dados e a forma funcional que se espera observar caso a hipótese nula seja verdadeira. A lógica subjacente consiste em comparar a amostra observada a uma distribuição acumulada hipotetizada $F(x)$, que pode estar completamente especificada, com média e variância definidas, ou parcialmente especificada, exigindo estimativas dos parâmetros a partir da própria amostra (D'AGOSTINO; STEPHENS, 1986).

A aplicação do teste envolve organizar as observações em ordem crescente e, em seguida, calcular a probabilidade acumulada de cada uma delas sob a distribuição teórica considerada. Essa transformação gera um conjunto de valores $U_{(i)} = F(x_{(i)})$, que representam a posição relativa de cada observação dentro da distribuição hipotética. A partir desses valores calcula-se a estatística A^2 , que mede a discrepância entre o comportamento observado e o modelo teórico. Diferentemente de outros testes de aderência, o Anderson–Darling atribui maior peso às regiões das caudas, o que o torna especialmente sensível a desvios que ocorrem nas extremidades da distribuição, característica destacada na formulação original (STEPHENS, 1974).

A estatística do teste é dada por:

$$A^2 = -\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \{(2i-1) [\ln z_{(i)} + \ln(1 - z_{(n+1-i)})]\} - n \quad (8)$$

Onde n é o tamanho da amostra e z_i são os valores transformados pela função de distribuição teórica. Após o cálculo de A^2 , o valor obtido é comparado com pontos críticos específicos, definidos para diferentes níveis de significância. Caso a estatística exceda o valor crítico correspondente, conclui-se que os dados não seguem a distribuição proposta (STEPHENS, 1974).

No contexto deste trabalho, o teste de Anderson–Darling será empregado para verificar a aderência das variáveis utilizadas na simulação estocástica às distribuições assumidas na modelagem.

3. METODOLOGIA

Este trabalho tem como foco principal avaliar a viabilidade econômico-financeira da amônia como transportadora de hidrogênio verde a partir da modelagem de uma planta piloto localizada no Nordeste brasileiro. Em vez de se limitar a uma comparação teórica de custos, o método adotado consistiu em construir, em nível conceitual, um projeto de planta industrial: foram definidos capacidade, etapas de processo, equipamentos principais, estrutura de pessoal, fluxos de caixa e parâmetros financeiros de forma coerente com o que seria necessário em um empreendimento real. Para isso, os valores utilizados no modelo foram levantados de maneira autoral, a partir da coleta direta de dados em fontes abertas, consultas a orçamentos públicos de equipamentos, bases de custos industriais, informações disponíveis em sites de fornecedores e estimativas compatíveis com práticas de projetos de engenharia. Assim, cada premissa técnico-econômica foi construída buscando refletir magnitudes plausíveis e alinhadas à realidade de uma planta química de porte equivalente.

Para que essa modelagem quantitativa tivesse consistência técnica e aderência ao contexto setorial, o estudo foi precedido por uma etapa qualitativa, que começa no referencial teórico e se desdobra em uma análise de mercado. O referencial organiza as ferramentas e conceitos necessários para a avaliação (transição energética, papel do hidrogênio, alternativas de transporte e armazenamento, métricas econômicas), enquanto a análise de mercado reconstrói o contexto competitivo e regulatório da amônia, permitindo calibrar as premissas do estudo de caso. A metodologia, portanto, articula uma abordagem qualitativa, voltada a selecionar e estruturar informações relevantes, e uma abordagem quantitativa, voltada a traduzir essas informações em um modelo tecnoeconômico de planta piloto.

3.1. Abordagem qualitativa

O primeiro procedimento técnico utilizado foi a pesquisa bibliográfica, com o objetivo de construir o referencial teórico necessário para, ao final, modelar de forma robusta a viabilidade econômico-financeira da amônia como transportadora de hidrogênio verde. Essa etapa buscou responder quais conceitos e ferramentas seriam indispensáveis para a análise quantitativa. Em um primeiro momento, foram estudados trabalhos que tratam da transição

energética e da descarbonização em escala global, permitindo enquadrar o problema nas metas climáticas e na evolução das emissões por setor. Em seguida, a atenção voltou-se ao hidrogênio como vetor energético promissor, examinando suas propriedades físico-químicas, as principais rotas alternativas de produção, os desafios de armazenamento e transporte na forma molecular e a necessidade de recorrer a vetores alternativos. A partir dessa discussão, foram comparados diferentes transportadores de hidrogênio, em especial amônia, metanol e portadores orgânicos líquidos, com foco em suas vantagens e limitações para uso em larga escala.

Paralelamente, o referencial teórico também teve a função de selecionar as ferramentas analíticas que estruturariam o restante do trabalho. Foram revisados conceitos de avaliação de projetos e de engenharia econômica, tais como custo de capital, fluxo de caixa descontado, custo nivelado de hidrogênio (LCOH), além de abordagens de análise de sensibilidade e de tratamento de incertezas. Para organizar a leitura do setor de amônia, adotou-se explicitamente a estrutura das cinco forças de Porter, que orienta a análise de rivalidade entre concorrentes, poder de barganha de fornecedores e compradores, ameaça de novos entrantes e de produtos substitutos.

Com esse alicerce conceitual, a pesquisa avançou para a análise de mercado por meio de pesquisa documental. O propósito foi entender o contexto setorial e competitivo da amônia, de modo a derivar parâmetros plausíveis e realistas para o estudo de caso. Nessa fase, foram levantadas séries históricas e indicadores sobre produção, consumo e comércio internacional de amônia, a situação atual do mercado de fertilizantes, o surgimento de projetos de amônia de baixa emissão e o posicionamento da amônia em estratégias de descarbonização. A partir da lente de Porter, o setor foi decomposto em sua cadeia de valor, identificando-se os principais *players* em cada elo, as barreiras de entrada tecnológicas e de capital, a presença de produtos substitutos ou complementares e o poder de barganha de clientes e fornecedores.

De forma sintética, as principais fontes utilizadas nessa etapa qualitativa incluem:

- **Páginas da internet:** bases e sites públicos, como Our World in Data e páginas institucionais de empresas do setor de amônia e hidrogênio.
- **Relatórios de agências internacionais:** documentos de referência de organizações como IPCC e IEA, que trazem dados sobre emissões, transição energética, hidrogênio e amônia.

- **Obras literárias:** livros e manuais de estratégia, avaliação de projetos e finanças, como os de Porter e Damodaran, utilizados para fundamentar a análise competitiva e o cálculo do custo de capital.
- **Artigos acadêmicos:** estudos publicados em periódicos e relatórios técnicos sobre propriedades, rotas de produção e uso da amônia e de outros vetores de hidrogênio, como os de Patonia e Poudineh ou Bicer e Khalid.
- **Agências regulatórias:** portais e publicações de entidades como ONS e CCEE, que fornecem dados sobre o funcionamento do setor elétrico brasileiro e o fenômeno de *curtailment*.

3.2. Abordagem quantitativa

A avaliação quantitativa da viabilidade econômico-financeira da amônia verde foi conduzida com o H2FAST (*Hydrogen Financial Analysis Scenario Tool*), desenvolvido pelo NREL, utilizado como núcleo de modelagem de fluxos de caixa, custos nivelados e indicadores de retorno. O modelo foi adaptado em Excel para refletir as premissas específicas desta pesquisa, representando uma planta piloto de amônia verde localizada no Complexo Industrial e Portuário do Pecém, no estado do Ceará, inserida em um contexto de alto potencial eólico regional. As premissas técnicas e econômicas foram construídas de forma autoral, com base em orçamentos realistas e faixas de preços divulgadas por fornecedores, relatórios técnicos, dados públicos sobre salários e custos operacionais de plantas químicas, de modo a aproximar o dimensionamento de CAPEX, OPEX, estrutura de pessoal e logística do que seria observado em um empreendimento industrial real. O escopo da modelagem cobre a produção de hidrogênio por eletrólise, a síntese de amônia via processo Haber–Bosch, o armazenamento e a expedição no Brasil, o transporte oceânico e o craqueamento no destino, permitindo reportar o custo nivelado do hidrogênio entregue após reconversão (LCOH). O horizonte operacional considerado é de 40 anos, com fluxos de caixa descontados por taxa definida no item 5.2.

A modelagem foi organizada em três cenários de análise:

1. **Cenário base:** operação contínua com suprimento elétrico externo conforme premissas de referência, fator de utilização elevado do eletrolisador e da síntese, CAPEX e OPEX conforme *benchmarks* e contratos típicos.

2. **Cenário *curtailment*:** operação restrita às janelas históricas de excedente renovável no Nordeste, com redução do custo específico de energia e queda do fator de utilização, explicitando o *trade-off* entre energia mais barata e menor diluição de custos fixos e encargos financeiros.
3. **Cenário estocástico:** aplicação de simulação de Monte Carlo sobre variáveis-chave, com distribuição de resultados, estatísticas de risco e ranking de sensibilidade para mensurar robustez e direcionadores de incerteza.

Os resultados são apresentados para entrega do hidrogênio no mercado europeu, mais especificamente no Porto de Rotterdam. Esse arranjo metodológico permite avaliar se a rota via amônia converge para a viabilidade e como variações em energia, utilização dos ativos e custo de capital rebatem no preço de equilíbrio do hidrogênio.

4. ANÁLISE DE MERCADO DE AMÔNIA

Este capítulo dedica-se à caracterização do mercado global de amônia, etapa fundamental para fundamentar as premissas estratégicas e operacionais que sustentarão a avaliação econômica do projeto. A análise inicia-se com o levantamento histórico e o panorama atual do setor, destacando a transição da amônia de *commodity* majoritariamente agrícola para um vetor energético. Em seguida, examina-se a estrutura da cadeia de valor e a dinâmica competitiva sob a ótica das forças de mercado, identificando os principais *players*, as barreiras de entrada tecnológicas e de capital, bem como o papel crítico dos fornecedores de energia e equipamentos. Essa leitura setorial tem por objetivo fornecer o embasamento qualitativo necessário para a definição de parâmetros realistas adotados na modelagem quantitativa da Seção 5.

4.1. Histórico e panorama global

4.1.1. Evolução histórica

4.1.1.1. Início e consolidação (1913-1930)

A história da síntese de amônia começou em 1913, quando a BASF entrou em operação com a primeira planta industrial em Oppau, na Alemanha, baseada no processo Haber–Bosch a partir de carvão. Ainda na década de 1920, o químico italiano Luigi Casale ofereceu em 1921 um processo alternativo de síntese com hidrogênio gerado por eletrólise da água, o que permitiu a difusão da tecnologia para além da Alemanha e iniciou a globalização da indústria. Em paralelo, usinas de amônia “renovável” movidas a hidrelétricas surgiram na Itália, como a de Terni e Merano, mostrando o potencial das rotas eletrolíticas em regiões com energia hídrica abundante (ROUWENHORST; TRAVIS; LEFFERTS, 2022).

4.1.1.2. Disputa entre rotas “cinza” e “verde” (1931–1960)

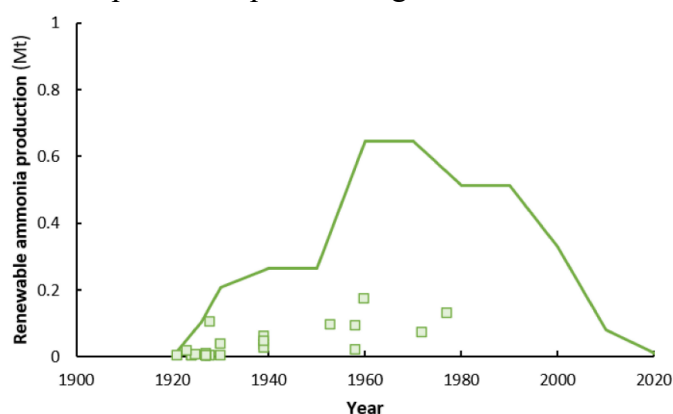
Durante as décadas de 1920 e 1930, as plantas “verdes” baseadas em eletrólise alimentada por hidrelétricas chegaram a representar cerca de 30 % da capacidade instalada de amônia no mundo, especialmente em regiões como Itália, França, Espanha, Suíça e Noruega, onde a eletricidade era barata e abundante. Ao mesmo tempo, as unidades “cinza” – originalmente movidas a carvão e depois, a partir dos anos 50, a gás natural via reforma a vapor – cresceram em escala muito maior, beneficiando-se de custos de matéria-prima menores e de reatores com rendimento acima de 90 % em um único passe. Esse diferencial de escala e de custo permitiu à rota cinza expandir-se rapidamente em centros industriais na Alemanha, Reino Unido e Estados Unidos, consolidando-se como o padrão global de produção. Somente na década de 1950, com avanços na tecnologia de eletrólise (células de alta pressão) e a construção de grandes usinas hidrelétricas, é que surgiram projetos verdes de maior porte, como Nangal (Índia, 285 t NH₃/dia em 1958) e Aswan (Egito, 400–500 t NH₃/dia em 1960), mas ainda restritos a mercados locais sem acesso a gás natural e com elevada necessidade de fertilizantes por conta de insegurança alimentar nas regiões (ROUWENHORST; TRAVIS; LEFFERTS, 2022).

4.1.1.3. Domínio do gás natural (1960–2020)

Na década de 1960, a produção de amônia renovável atingiu seu ápice, alcançando cerca de 0,65 Mt ao ano, como observado na Figura 10, o equivalente a aproximadamente 4 % da oferta global — e, com exceção da usina de Kwekwe, no Zimbábue, construída posteriormente, nenhuma outra instalação eletrolítica entrou em operação após esse período. A partir daí, a capacidade renovável entrou em declínio contínuo: reduziu-se para cerca de 0,5 Mt em 1980, 0,35 Mt em 2000 e menos de 0,1 Mt em 2010, até ficar praticamente nula em 2020, conforme evidenciado na Figura 10. Esse recuo refletiu a superioridade econômica e técnica do gás natural: os avanços na reforma a vapor reduziram o consumo energético e aumentaram os rendimentos, enquanto a crescente disponibilidade e o menor custo do insumo fóssil viabilizaram usinas de porte muito maior do que as eletrolíticas. Ao mesmo tempo, a internacionalização do comércio de fertilizantes transformou a amônia em commodity

globalmente transportável, favorecendo a expansão de plantas a gás natural em detrimento das instalações renováveis, que permaneceram confinadas a nichos regionais até serem gradualmente desativadas no final do século XX (ROUWENHORST; TRAVIS; LEFFERTS, 2022).

Figura 10 – Capacidade operacional global de amônia renovável



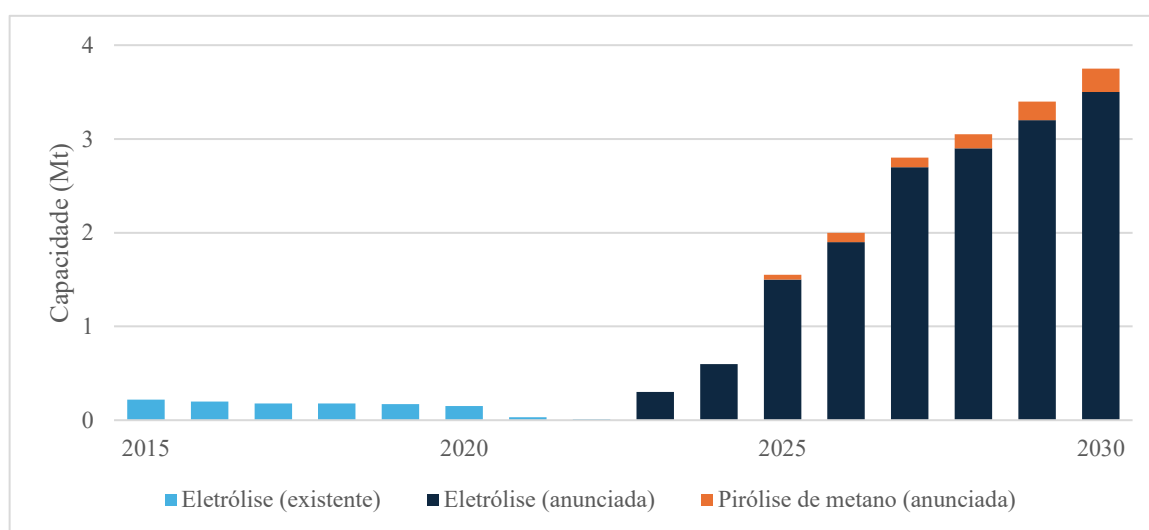
Fonte: Rouwenhorst, Travis e Lefferts (2022)

4.1.1.4. Nova fase de crescimento verde (pós 2021)

Desde 2021, a amônia renovável tem experimentado crescimento significativo, marcado pelo anúncio de diversas plantas de escala mundial para esta década e pela crescente atenção de estudiosos e da indústria ao seu papel como vetor energético e no escoamento do hidrogênio. Fatores-chave para essa retomada incluem o aumento de penalidades por emissões de carbono, a queda nos custos de eletricidade renovável (solar e eólica), a redução de preços e a ampliação da capacidade de eletrolisadores, além do desenvolvimento de novas tecnologias eletrolíticas. Conforme dados da IEA (2021), a capacidade de produção via eletrólise anunciada saltará de cerca de 0,3 Mt em 2023 para aproximadamente 3,5 Mt em 2030 (ver Figura 11). Estima-se que, no cenário de aquecimento limitado a 1,5 °C, a produção de amônia renovável possa chegar a 495 Mt em 2050. Paralelamente, surgem abordagens inovadoras de síntese eletroquímica e plasma-catalítica, capazes de acompanhar a variabilidade da geração renovável, embora ainda enfrentem desafios científicos e econômicos para competir com o processo Haber–Bosch baseado em eletrolisadores. Nesse contexto, a amônia renovável está se reposicionando como

elemento central na paisagem energética de descarbonização e na economia do hidrogênio do século XXI, prometendo não apenas segurança alimentar, como no século passado, mas, sobretudo, segurança energética nacional e global (ROUWENHORST; TRAVIS; LEFFERTS, 2022).

Figura 11 - Projetos atuais e anunciados para a produção de amônia com emissões quase-nulas

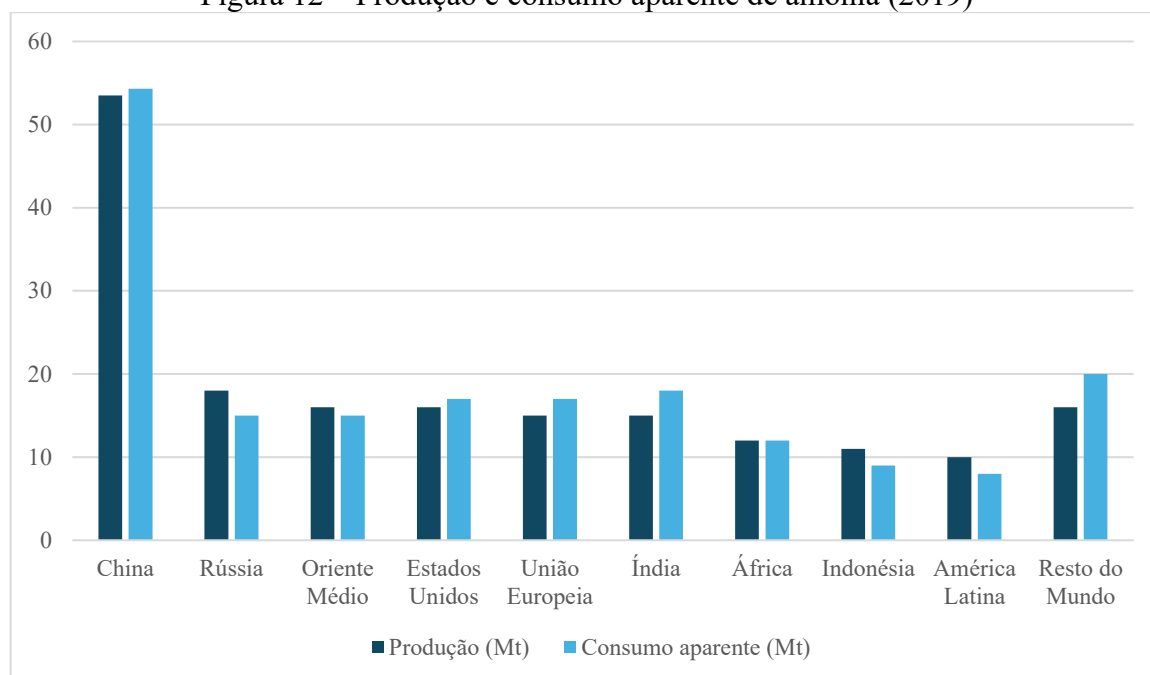


Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados de IEA (2021a)

4.1.2. Situação atual do mercado

Atualmente, a oferta e a demanda de amônia no mercado global apresentam-se fortemente concentradas em poucas regiões, reflexo do crescimento populacional e da expansão do setor agrícola. Entre 1990 e 2019, observou-se aumento contínuo no consumo aparente de amônia – calculado como produção mais importações menos exportações – espelhando a maior demanda por fertilizantes e insumos químicos nos grandes polos agrícolas. Em 2019, a China liderou a produção de amônia no mundo, representando 29 % do total mundial, seguida por Rússia, Estados Unidos, Oriente Médio e União Europeia. Essa concentração pode ser visualizada no perfil de produção versus consumo aparente, conforme ilustrado na Figura 12. (IEA, 2021a)

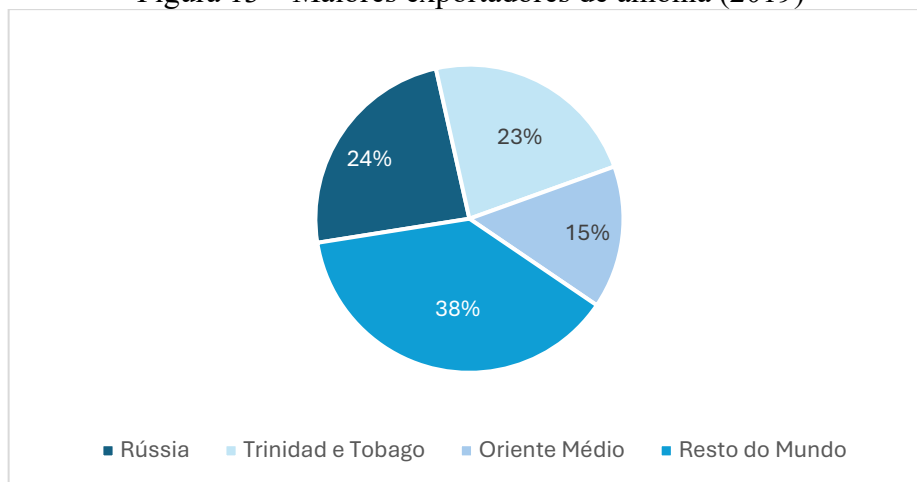
Figura 12 – Produção e consumo aparente de amônia (2019)



Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados de IEA (2021a)

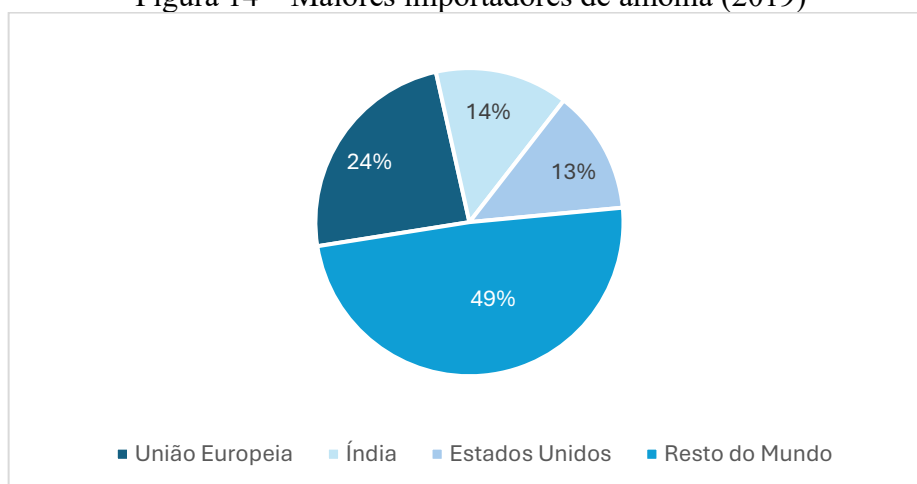
No que tange à dinâmica de comércio internacional, o volume global de amônia comercializada gira em torno de 20 Mt anuais (cerca de 10 % da produção), com a Rússia liderando as exportações (24 % do total), seguida por Trinidad e Tobago (23 %) e Oriente Médio (15 %), como observado na Figura 13. Do lado das importações (ver Figura 14), destacam-se a União Europeia (24 %), a Índia (14 %) e os Estados Unidos (13 %), sendo que cerca de 28 % da produção mundial de amônia é negociada na forma de derivados, especialmente ureia. Países com grandes reservas de gás natural e proximidade de mercados finais – como os do Oriente Médio e norte-africanos – obtêm custos mais baixos e concentram-se na exportação; Trinidad e Tobago, por exemplo, converte cerca de 20 % de seu gás em amônia e envia 1,5 Mt ao mercado norte-americano e outros 3 Mt a mais de 25 países. A infraestrutura de apoio, como redes de gasodutos e terminais de estocagem (ex.: gasoduto Tolyatti–Odessa, de 2 471 km), sustenta esse fluxo comercial, cujo crescimento médio era de 5 % ao ano antes de 2008, caiu 7 % em 2009 e desde então oscila entre 18 e 20 Mt, mantendo-se estável mesmo durante a pandemia de Covid-19. (IEA, 2021a)

Figura 13 – Maiores exportadores de amônia (2019)



Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados de IEA (2021b)

Figura 14 – Maiores importadores de amônia (2019)



Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados de IEA (2021b)

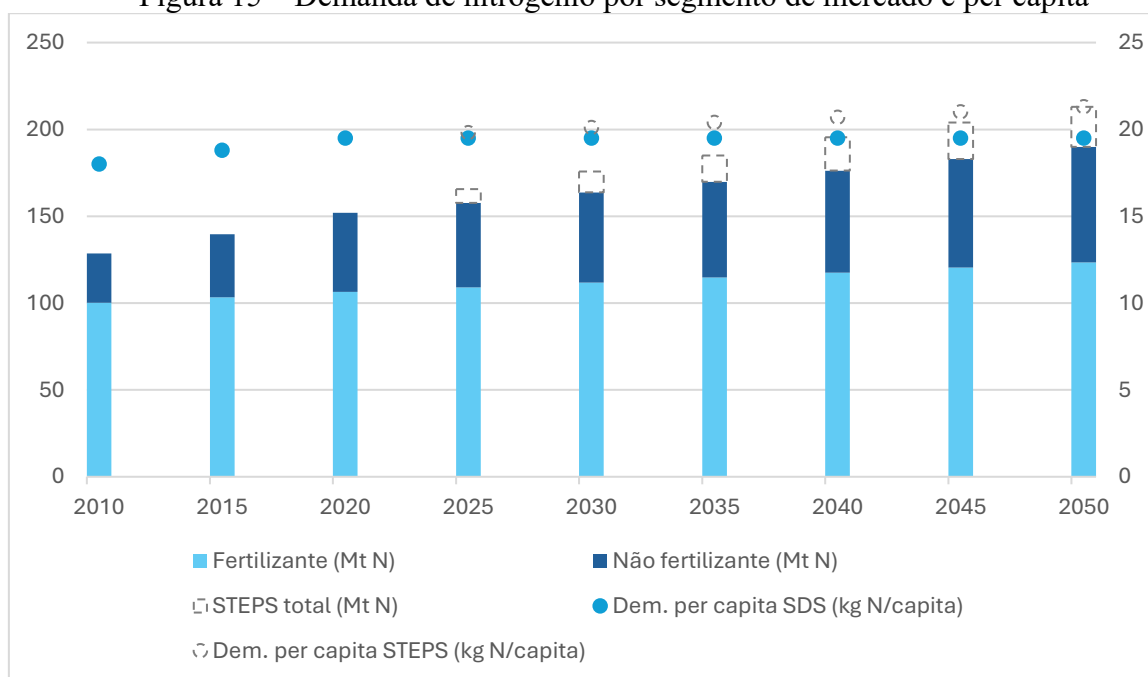
4.1.3. Indicadores globais

Em 2020, a produção mundial de amônia totalizou 185 Mt, das quais cerca de 20 Mt foram comercializadas internacionalmente, evidenciando uma rede global consolidada de estocagem e transporte (IEA, 2021a).

Esse contexto de oferta deve enfrentar, até 2050, aumento de aproximadamente 40% na demanda por fertilizantes (ver Figura 15), impulsionado por duas forças interligadas: o crescimento populacional, estimado em 25 % no período, que eleva a necessidade de ampliar

tanto as áreas cultivadas quanto a intensidade de aplicação de nutrientes no solo; e a expansão do PIB global, projetada em 150 %, que promove a transição de sistemas agrícolas de pequena escala e baixa produtividade para modelos industriais dotados de mecanização, acesso a crédito e tecnologias de precisão, tornando viável o uso intensivo de insumos químicos e respondendo a mudanças nos padrões de consumo, como maior participação de proteínas animais na dieta (IEA, 2021a).

Figura 15 – Demanda de nitrogênio por segmento de mercado e per capita



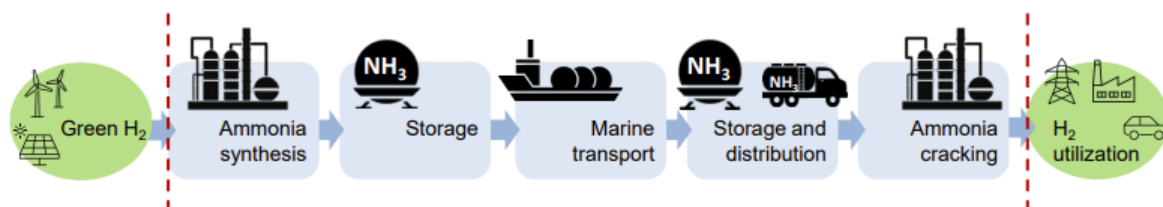
Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados de IEA (2021a)

Paralelamente ao uso agrícola, consolida-se o papel da amônia como vetor energético: estima-se que, além dos 230 Mt destinados a aplicações convencionais em 2050, outros 125 Mt sejam demandados como combustível marítimo e em co-combustão em usinas a carvão, elevando o consumo total para cerca de 355 Mt — quase o dobro dos níveis observados em 2020 (IEA, 2021a).

4.2. Estrutura de produção e cadeia de valor

As principais etapas da cadeia de valor do hidrogênio convertido em amônia líquida (ver Fig. 16) são produção e liquefação da amônia em condições atmosféricas; estocagem no terminal de embarque; transporte — que, embora normalmente seja marítimo, pode variar para modal rodoviário ou ferroviário conforme o percurso; recebimento e armazenamento no terminal de desembarque; distribuição; e, por fim, o craqueamento da amônia de volta a hidrogênio.

Figura 16 – Fluxo de processo da utilização da amônia como transportadora de hidrogênio



Fonte: Restelli et al. (2024)

4.3. Competitividade e concorrência

Como ilustrado na Figura 16, a jornada da amônia inicia-se com a produção de hidrogênio verde e prossegue, em sequência contínua, pela síntese de NH_3 , pelo primeiro armazenamento, pelo transporte marítimo, por nova armazenagem e distribuição em terra, pelo craqueamento da amônia para liberação do hidrogênio e, finalmente, pelo uso desse H_2 em aplicações industriais, energéticas e de mobilidade. Trata-se, portanto, de uma cadeia longa, intensiva em capital e tecnologia, que une setores de energia, química básica, logística oceânica e infraestrutura de distribuição (RESTELLI et al., 2024).

Para os fins desta análise competitiva este trabalho se concentrou nos agentes de maior porte na etapa de produção da amônia. Os demais elos — produtores de hidrogênio, operadores logísticos, distribuidores e consumidores finais — serão apenas tangenciados, na medida em que figuram como fornecedores ou clientes das empresas-alvo. Entre as produtoras, o estudo aprofundará BASF e Yara International, que combinam escala global, integração vertical e

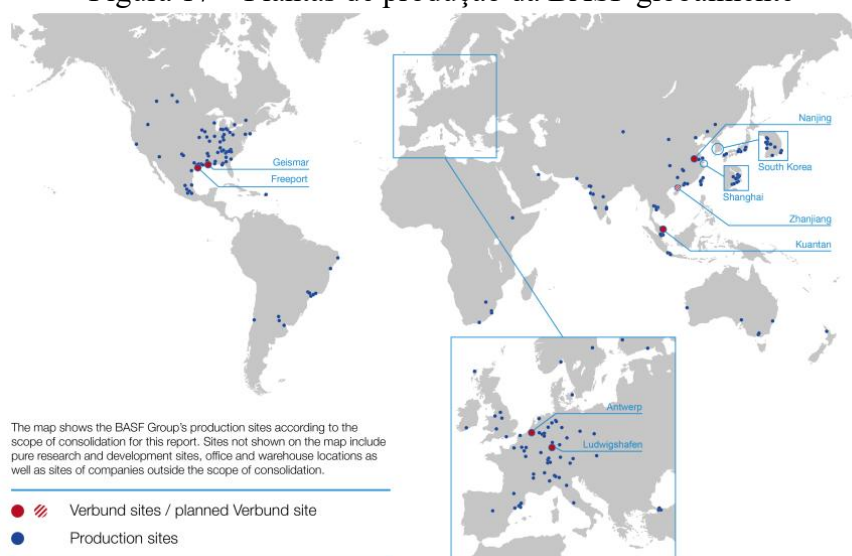
liderança em projetos de descarbonização. O mercado, contudo, inclui outros grupos relevantes apontados no relatório da Market.us, tais como CF Industries, Nutrien Ltd., Qatar Fertiliser Company (QAFCO), Togliattiazot, SABIC, Sumitomo Chemical, CSBP, EuroChem Group, Group DF, ThyssenKrupp AG, Nel Hydrogen, Sinopec, Rashtriya Chemicals and Fertilizers Ltd. e Siemens AG.

4.3.1. Principais *players*

4.3.1.1. BASF

A BASF SE é a maior empresa química do mundo, presente em 92 países com 235 unidades de produção, que podem ser vistas na Figura 17, incluindo seis grandes sites Verbund em Ludwigshafen, Antuérpia, Freeport, Geismar, Kuantan e Nanjing, além de um sétimo em construção em Zhanjiang, China (BASF, 2024). O conceito Verbund integra plantas para reutilizar subprodutos, otimizar energia e reduzir custos e emissões, complementado em 2024 pela adoção do modelo “*Differentiated Steering*” para alinhar estrutura, investimentos e metas de sustentabilidade aos objetivos de cada divisão (BASF, 2024).

Figura 17 – Plantas de produção da BASF globalmente

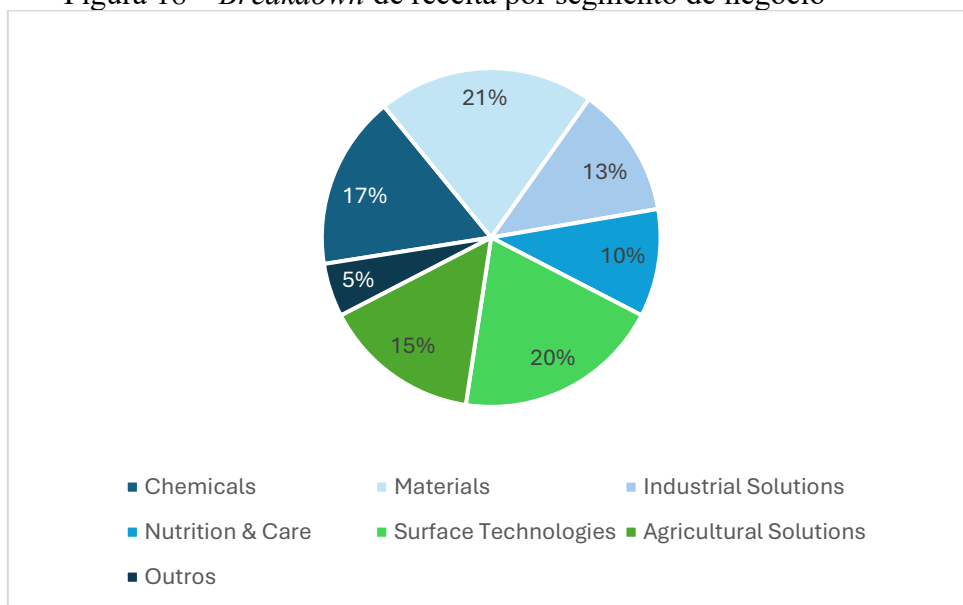


Fonte: BASF (2024)

Em 2024, a companhia alcançou receita de vendas de € 65,3 bilhões, EBITDA de € 7,9 bilhões e lucro líquido de € 1,3 bilhões (BASF, 2024). Para suportar crescimento e transformação, foram realizados investimentos totais (CAPEX) de € 6 bilhões, sendo grande parte em projetos como expansão do site de Zhanjiang, modernização de plantas em Ludwigshafen e Geismar e implantação de eletrolisador de água (BASF, 2024).

O modelo de negócios da BASF baseia-se em seis segmentos (ver Figura 18): *Chemicals*, *Materials*, *Industrial Solutions*, *Nutrition & Care*, *Surface Technologies* e *Agricultural Solutions*. No segmento Químicos, a amônia é produzida como químico básico-âncora nas divisões *Petrochemicals* e *Intermediates* do Verbund, abastecendo internamente outras cadeias de valor (BASF, 2024). No segmento *Materials*, a divisão *Monomers* converte amônia em monômeros para a produção de espumas de poliuretano e poliamidas, operando com capacidade global de 1,4 milhão de toneladas por ano (BASF, s.d.). No segmento *Agricultural Solutions*, a amônia é utilizada como insumo fundamental na fabricação de fertilizantes nitrogenados para o setor agrícola.

Figura 18 – Breakdown de receita por segmento de negócio



Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados de BASF (2024)

Dentro dessa estrutura, a amônia é matéria-prima básica produzida sobretudo em Ludwigshafen e Antuérpia a partir de gás natural e vapor, tanto para consumo interno em

cadeias de produtos de maior valor agregado (aminas, isocianatos, poliamidas) quanto para venda externa. A integração vertical no Verbund reduz custos marginais e captura valor em cascata, enquanto subprodutos de amônia alimentam outras unidades (BASF, 2024).

Em maio de 2025, a BASF (2025) anunciou que se tornou a primeira produtora de amônia renovável na Europa Central, inaugurando em Ludwigshafen uma planta-piloto que utiliza hidrogênio verde para gerar até 8 000 t/ano de NH_3 , com redução de até 72 000 t CO_2 anuais e certificação ISCC+ (BASF, 2024).

4.3.1.2. YARA

A Yara International ASA, fundada em 1905 na Noruega, consolidou-se como a única empresa verdadeiramente global de nutrição de plantas, com presença em mais de 60 países e cerca de 18 mil empregados (YARA, 2025).

Em 2024, a Yara registrou receita consolidada de USD 13,934 bilhões, o que representou queda de cerca de 11% em relação ao ano anterior (YARA, 2025). Essa redução de receita reflete principalmente a normalização dos preços de fertilizantes após níveis elevados em anos anteriores (GLOBO RURAL, 2025). Ainda assim, a geração de caixa operacional permaneceu robusta: o EBITDA alcançou USD 1,9 bilhão em 2024, aumento de 10,5% em relação a 2023 (YARA, 2025). Em relação a CAPEX, em 2024, a Yara realizou investimentos de USD 1,1 bilhão, incluindo (YARA, 2025):

- A implantação de uma unidade de captura e armazenamento de carbono (CCS) em Sluiskil, nos Países Baixos, que é um passo importante dado em direção à descarbonização da produção de Amônia da Companhia (YARA, 2025).
- A inauguração de uma planta de hidrogênio verde de 24 MW em Porsgrunn, na Noruega (YARA, 2025).

O modelo de negócios da Yara é baseado em integração vertical e alcance global na cadeia de fertilizantes e químicos nitrogenados. A empresa atua desde a produção de matérias-primas (amônia, ácido nítrico, ureia, etc.), passando pela manufatura de fertilizantes e produtos químicos industriais, até a distribuição e venda consultiva ao consumidor final (agricultor ou

indústria). Essa integração permite capturar valor em todas as etapas e responder com flexibilidade a mudanças de mercado e condições regionais (YARA, 2025).

Para tanto, Yara organiza-se em três unidades regionais – África & Ásia, Américas e Europa – que operam de forma totalmente integrada para produzir e entregar as soluções de fertilizantes existentes e comercializar novas ofertas, com apoio corporativo da função *Global Innovation*. A essa estrutura regional somam-se três segmentos globais: o *Global Plants & Operational Excellence*, que gerencia as maiores e mais voltadas à exportação plantas de produção de Yara, incluindo Porsgrunn, Sluiskil e as participações em Tringen e Freeport; o *Industrial Solutions*, que fornece soluções e serviços baseados em nitrogênio a um amplo leque de indústrias; e o *Clean Ammonia*, que otimiza a utilização da capacidade produtiva de amônia e lidera a exploração de novos projetos de amônia renovável e de baixo carbono

A amônia desempenha papel central no negócio da Yara, tanto como insumo fundamental para fabricação de fertilizantes nitrogenados quanto como produto comercializável em si. Grande parte da vantagem competitiva histórica da Yara reside em sua capacidade de converter gás natural em amônia em larga escala e com eficiência, integrando verticalmente essa amônia em seus produtos finais. Em 2024, a Yara produziu aproximadamente 8,1 milhões de toneladas de amônia em suas várias unidades industriais ao redor do mundo (YARA, 2025). Desse total, cerca de 1,7 milhões de toneladas são comercializadas em estado puro e o restante, aproximadamente 79%, são consumidas internamente, evidenciando a elevada verticalização da produção e o foco na comercialização dos produtos derivados da amônia, que possuem maior valor agregado (YARA, 2025).

Para suportar a elevada quantidade de amônia vendida, a Yara construiu ao longo dos anos uma infraestrutura logística robusta. A Yara Clean Ammonia, divisão da empresa focada na produção e distribuição de amônia de baixo carbono, opera a maior rede mundial de transporte e armazenagem de amônia, contando com 15 navios-tanque dedicados e acesso a 18 terminais de amônia em diversos países. Essa posição da Yara como líder mundial em distribuição de amônia é um ativo estratégico importante, sobretudo em um contexto de possível crescimento do uso da amônia como combustível e vetor de energia limpa nas próximas décadas (YARA, 2023).

4.3.2. Barreiras de entrada

A entrada de novos produtores no setor de amônia verde enfrenta obstáculos significativos que combinam fatores econômicos, tecnológicos e de mercado. O alto investimento inicial necessário para construção de plantas é uma das principais barreiras. Projetos *greenfield* de amônia verde apresentam custo de capital de 1.300 a 2.000 dólares por tonelada de capacidade instalada ao ano e são cerca de 50% mais caros que plantas convencionais a gás natural, além de que o uso de eletrolisadores eleva os custos operacionais, tornando inviável a produção em pequena escala (MARKETSANDMARKETS, 2025). Essa condição dificulta a entrada de novos agentes até que haja reduções relevantes no custo da eletricidade renovável e da tecnologia de eletrólise.

O aspecto tecnológico também representa barreira relevante. Chorowski (2023) destaca que as tecnologias de síntese de amônia estão maduras, mas não produzem amônia verde na configuração atual. Para que um novo produtor entre no mercado, é necessário integrar insumos provenientes de fontes renováveis, garantindo fornecimento contínuo de energia limpa. Essa dependência de infraestrutura e insumos específicos impõe desafios técnicos e logísticos, especialmente em regiões onde a disponibilidade de energia renovável é limitada ou intermitente.

Além das barreiras econômicas e tecnológicas, a incerteza da demanda e da viabilidade financeira limita a entrada de novos participantes. De acordo com a IEA (2021a), a competitividade da amônia verde depende de políticas de incentivo, preços de carbono e compromissos de compra de longo prazo que ainda não estão consolidados em escala global. A ausência de mercado estável e previsível aumenta o risco para investidores, dificultando a obtenção de financiamento e prolongando o período de retorno do capital investido.

Por fim, essas barreiras se combinam para criar um ambiente no qual apenas empresas já estabelecidas, com acesso a capital, tecnologia e parcerias estratégicas, conseguem superar os obstáculos iniciais. A necessidade de alto investimento, a complexidade tecnológica, a incerteza sobre a demanda e a falta de garantias de viabilidade econômica tornam o ingresso no setor de amônia verde restrito e desafiador para novos entrantes.

4.3.3. Produtos substitutos ou complementares

Segundo Porter (1998), produtos substitutos são alternativas tecnológicas que atendem à mesma necessidade do mercado por meio de soluções distintas, competindo indiretamente e pressionando margens do setor. No contexto da amônia verde como transportadora de hidrogênio, destacam-se o metanol e o metilciclohexano (MCH) como rotas relevantes. Conforme já discutido na seção 2.3 deste trabalho, as propriedades físico-químicas de cada vetor influenciam diretamente seu desempenho logístico e econômico (PATONIA; POUDINEH, 2022).

O metanol apresenta teor de hidrogênio superior ao do MCH e permanece líquido em condições ambientais, reduzindo perdas e evitando refrigeração extrema; porém, requer reforma no destino com emissão de CO₂, demandando captura e armazenamento para neutralidade. O MCH, também líquido à temperatura ambiente e com perdas baixas, possui o menor conteúdo gravimétrico de hidrogênio entre as três opções e exige etapas adicionais que elevam custos e complexidade. A amônia, por sua vez, oferece maior conteúdo volumétrico de hidrogênio, mas envolve riscos de toxicidade e necessidade de controle de emissões de NO_x na combustão (PATONIA; POUDINEH, 2022).

4.4. Fornecedores

A estrutura de custos da amônia verde é fortemente influenciada por dois elementos principais: a energia elétrica e os eletrolisadores. Estudo da IEA (2021a) aponta que o custo da eletricidade pode representar entre 20% e 40% do custo nivelado de produção nas rotas comerciais, com influência ainda maior na rota eletrolítica. Aspectos como preço, fator de capacidade e disponibilidade contínua da fonte de energia renovável têm impacto direto na competitividade econômica dos projetos. Além disso, o relatório identifica que os eletrolisadores são um dos principais componentes do CAPEX, sendo necessária a redução de aproximadamente 60% no preço desses equipamentos para viabilizar a competitividade em cenários de energia renovável a custos moderados (IEA, 2021a). Dessa forma, esta seção concentrará a análise de fornecedores nesses dois elementos, avaliando perfis, poder de barganha e eventuais estratégias de integração vertical.

4.4.1. Perfis de fornecedores

4.4.1.1. Energia elétrica

A energia elétrica utilizada para a produção de amônia verde deve necessariamente ter origem renovável, pois é ela que garante o caráter “verde” do produto ao evitar emissões associadas à geração fóssil. Além disso, essa energia representa parcela significativa da estrutura de custos do processo, variando entre 20% e 40% do custo total de produção (IEA, 2021a).

Observa-se que os produtores de amônia verde normalmente estabelecem parcerias estratégicas com empresas de geração de energia renovável para garantir o suprimento dedicado, frequentemente instalado no próprio local do projeto (*in situ*). No projeto NEOM, por exemplo, a ACWA Power, especializada em geração renovável de larga escala, participa da *joint venture* responsável pela construção e operação de 4 GW de capacidade solar e eólica dedicada para alimentar os eletrolisadores (NEOM, 2023). Já no projeto de Puertollano, a Iberdrola construiu uma planta solar fotovoltaica de 100 MW para suprir a unidade da Fertiberia, permitindo a produção de hidrogênio verde utilizado no processo de síntese de amônia (FERTIBERIA, 2022). Esses exemplos evidenciam a predominância de modelos integrados em que a energia renovável é gerada no mesmo complexo industrial, garantindo rastreabilidade e segurança no abastecimento.

Quanto aos modelos contratuais, os projetos analisados mostram que a integração vertical por meio de *joint ventures* é uma solução recorrente. No caso de NEOM, a própria parceria societária entre a produtora de energia (ACWA Power) e a empresa química (Air Products) elimina a necessidade de contratos de compra de energia no mercado, pois a geração é interna ao consórcio (NEOM, 2023). Já em Puertollano, a relação entre Iberdrola e Fertiberia segue o modelo de fornecimento dedicado por ativo construído pela empresa de energia exclusivamente para o consumidor industrial, configurando um contrato de fornecimento de longo prazo vinculado à planta (FERTIBERIA, 2022).

4.4.1.2. Eletrolisador

O mercado de eletrolisadores tem crescido rapidamente e apresenta hoje capacidade anual de fabricação na casa de 25 GW/ano, após dobrar em 2023, com cerca de 60% dessa capacidade localizada na China (IEA, 2024b). Para projetos de amônia verde, observa-se a presença recorrente de fornecedores como ThyssenKrupp Nucera e Nel Hydrogen.

A experiência brasileira foi a fábrica da Unigel (Camaçari-BA), a dinâmica foi estabelecida via contrato de fornecimento/EPC com o fabricante. A empresa contratou a Thyssenkrupp Nucera para instalar três módulos de 20 MW (total de 60 MW) na primeira fase, com investimento divulgado de USD 120 milhões (THYSSENKRUPP NUCERA, 2022). Apesar do pioneirismo, a construção da planta acabou não sendo iniciada. Diante da crise financeira, os equipamentos adquiridos nunca chegaram a ser instalados e a empresa passou a buscar compradores para os módulos de eletrólise. A deterioração financeira tornou-se ainda mais evidente em outubro de 2025, quando a Justiça aceitou o pedido de recuperação judicial da empresa, cuja dívida estimada é de R\$ 3,8 bilhões, reforçando as incertezas quanto à continuidade e execução de projetos desse tipo no país (TERRA, 2025).

Em projetos de grande porte e/ou com integração mais profunda da cadeia, aparecem arranjos consorciais. No NEOM, a Thyssenkrupp assinou contrato para mais de 2 GW de eletrolisadores alcalinos, atuando desde a engenharia até a fabricação dos módulos de 20 MW (THYSSENKRUPP, 2021). Já em Puertollano, a Nel Hydrogen foi selecionada e contratada pela Iberdrola para fornecer um sistema PEM de 20 MW dedicado à produção de hidrogênio renovável para a Fertiberia, integrando uma planta solar de 100 MW e armazenamento de 20 MWh — um exemplo de fornecimento direto com integração ao ativo elétrico do parceiro (NEL HYDROGEN, 2021).

4.4.2. Poder de barganha e integração vertical

4.4.2.1. Energia elétrica

Localização e condições do sistema elétrico moldam o poder de barganha dos fornecedores: em regiões com abundância de energia renovável, a competição entre geradores,

o acesso a PPAs (*Power Purchase Agreement*) e a possibilidade de autoprodução tendem a reduzir o poder de barganha do fornecedor individual. Já em sistemas com menor participação renovável e custos mais altos, a escassez relativa e a dependência de poucos ofertantes podem elevar o poder de barganha do fornecedor de energia.

Na prática, observa-se que produtoras de amônia verde reduzem a exposição ao poder de barganha do fornecedor ao internalizar o acesso à energia por meio de parcerias e geração dedicada in-situ. No projeto NEOM, a ACWA Power e a Air Products, com NEOM, estruturaram uma JV que integra até 4 GW de solar e eólica dentro do complexo, eliminando a necessidade de comprar energia de terceiros no mercado e garantindo energia renovável dedicada à produção (NEOM, 2023).

No caso Puertollano (Iberdrola–Fertiberia), em que a Iberdrola implantou 100 MW fotovoltaicos, observa-se que o ativo de geração foi construído e dimensionado para atender especificamente a demanda da planta de amônia verde. Esse vínculo contratual e físico cria uma relação de fornecimento dedicada, na qual o gerador tem o projeto industrial como cliente exclusivo, reduzindo a flexibilidade para redirecionar a produção a outros compradores. Nessas circunstâncias, o fornecedor tende a ter menos margem para impor preços ou condições adversas, pois sua receita está fortemente associada ao contrato com esse consumidor específico (IBERDROLA, 2023).

Quanto aos modelos contratuais, portanto, dois arranjos aparecem com frequência: (i) autoprodução/integração (caso NEOM), em que a geração é parte do consórcio e não há PPA com terceiros, e (ii) fornecimento dedicado via PPA corporativo ou contrato *site-attached* (caso Puertollano), em que a geradora constrói o ativo renovável dedicado e vende a energia ao complexo industrial por longo prazo (IBERDROLA, 2023; NEOM, 2023). Em ambos, o objetivo econômico é conter a incerteza de preço e reduzir o poder de barganha do fornecedor “*spot*”, substituindo-o por um parceiro estrutural.

Em síntese, o poder de barganha do fornecedor de energia é altamente locacional: quanto maior a oferta local de renováveis (e a competição entre geradores, PPAs disponíveis e viabilidade de autoprodução), menor tende a ser o poder do fornecedor individual; em mercados restritos ou com baixa penetração renovável, aumenta a capacidade do fornecedor de impor preço/condições.

4.4.2.2. Eletrolisador

A análise do poder de barganha dos fornecedores de eletrolisadores apresenta uma dualidade. Por se tratar de equipamentos altamente especializados, com tecnologias complexas, seria esperado que esses fabricantes possuísem um poder elevado frente às indústrias consumidoras. A produção de eletrolisadores demanda *know-how* técnico, certificações e suporte pós-venda, elementos que restringem a possibilidade de substituição do fornecedor e aumentam a dependência do comprador. Entretanto, observa-se que a realidade do mercado atual é marcada por um excesso de oferta, o que reduz significativamente a capacidade de barganha desses fabricantes (IEA, 2024).

Segundo a *International Energy Agency* (IEA), a capacidade global de fabricação de eletrolisadores atingiu cerca de 25 GW por ano em 2023, enquanto apenas 2,5 GW entraram efetivamente em operação, revelando uma utilização muito abaixo do potencial instalado (IEA, 2024). Esse descompasso entre capacidade e demanda se reflete em especial na China, que concentra a maior parte da produção mundial e já dispõe de fábricas com capacidade até oito vezes superior ao consumo interno atual. A Europa segue tendência semelhante, com capacidade quadruplicada em relação à demanda (PwC, 2024). Essa situação cria um ambiente de competição intensa entre fornecedores e pressiona para baixo seu poder de negociação.

Sobre verticalização da cadeia, observa-se que a relação entre indústria química e fabricantes de eletrolisadores é distinta da vivida no setor elétrico. As empresas de amônia verde geralmente não internalizam a produção desses equipamentos, mas optam por contratos em que o fornecedor entrega o sistema completo, incluindo escopo de engenharia, integração e muitas vezes serviços de manutenção de longo prazo, como observado no projeto NEOM (THYSSENKRUPP, 2021). Essa dependência técnica tende a reforçar o papel estratégico do fornecedor, ainda que mitigado pela abundância de alternativas disponíveis no mercado (IEA, 2024).

Outro aspecto relevante é o movimento de integração vertical observado em alguns fabricantes. Empresas como a Thyssenkrupp Nucera e a Siemens Energy têm ampliado sua presença em etapas além da manufatura, oferecendo pacotes de engenharia, instalação e operação assistida (THYSSENKRUPP, 2021; SIEMENS ENERGY, [s.d.]). Esse tipo de arranjo prolonga o vínculo contratual e aumenta os custos de troca de fornecedor, elevando

novamente seu poder de barganha (PwC, 2024). Por outro lado, a pulverização de fabricantes — sobretudo de origem chinesa — equilibra parcialmente essa dinâmica ao fornecer alternativas viáveis para projetos de diferentes escalas e regiões.

Em síntese, embora o excesso de capacidade instalada tenha reduzido a capacidade de imposição dos fabricantes de eletrolisadores, seu poder de barganha ainda é alto devido ao caráter tecnológico dos equipamentos fornecidos e do elevado custo de troca imposto pelos serviços adicionais oferecidos. Quando comparados aos fornecedores de energia elétrica, que operam em mercados mais abertos e com maior possibilidade de autoprodução, os fabricantes de eletrolisadores ainda detêm um poder de barganha relativamente mais elevado, influenciando diretamente os custos, cronogramas e modelos de viabilidade de projetos de amônia verde.

5. ANÁLISE QUANTITATIVA DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM PROJETO DE AMÔNIA VERDE NO NORDESTE/BRASIL

5.1. Síntese da abordagem metodológica

Esta seção visa retomar, de maneira simplificada, a metodologia da análise quantitativa, cuja descrição completa encontra-se detalhada na Seção 3.2. A avaliação da viabilidade econômico-financeira da amônia como transportadora de hidrogênio verde baseia-se na modelagem de uma planta piloto localizada no Complexo Industrial e Portuário do Pecém (CE), construída a partir de dados coletados de forma autoral, com base em orçamentos e faixas de custos realistas de equipamentos, energia, logística e estrutura de pessoal. A partir dessa modelagem, o H2FAST, desenvolvido pelo NREL e adaptado em Excel para este estudo, é utilizado para projetar fluxos de caixa ao longo de 40 anos e calcular o custo nivelado de hidrogênio entregue após reconversão (LCOH), adotado como principal métrica de comparação de viabilidade da rota.

A análise é organizada em três cenários complementares. No cenário base, considera-se a operação contínua da planta com suprimento elétrico externo conforme premissas de referência, resultando em fatores de utilização elevados dos eletrolisadores e da unidade de síntese. No cenário *curtailment*, a operação é restringida às janelas de excedente renovável no Nordeste, reduzindo o custo específico de energia, mas também o fator de utilização dos ativos, de modo a explicitar o *trade-off* entre energia mais barata e menor diluição de custos fixos e encargos financeiros. No cenário estocástico, aplica-se simulação de Monte Carlo sobre variáveis-chave, gerando uma distribuição de resultados de LCOH e indicadores financeiros, o que permite quantificar o impacto das principais incertezas sobre a viabilidade da planta. As seções seguintes apresentam os resultados desses três cenários e discutem em que condições a rota via amônia se aproxima ou se afasta da competitividade econômica.

5.2. Premissas utilizadas no cenário base

5.2.1. Volume de produção e eletrolisador

Inicialmente, é necessário definir o porte da planta de amônia a ser modelada. Este trabalho busca servir como um *roadmap* para um futuro projeto brasileiro, cujo objetivo seja desenvolver uma planta de amônia verde economicamente viável, com potencial de distribuição nacional. Como em todo projeto ambicioso, o ponto de partida deve ser um protótipo — neste caso, uma planta de pequena escala capaz de validar a hipótese. Para sustentar essa análise, na Tabela 5.1 serão apresentadas seis plantas de amônia verde já existentes (ou em projeto), cujos dados reais permitirão classificar o que se entende por plantas de pequeno, médio e grande porte.

Adicionalmente à definição da capacidade de produção da planta, a Tabela 5.2 também servirá como referência para estimar a potência de eletrólise necessária. A partir da relação entre a capacidade instalada de eletrólise (em MW) e a capacidade produtiva anual de amônia (em toneladas) nos projetos listados, é possível calcular uma razão média MW/t NH₃, que permitirá dimensionar de forma preliminar os eletrolisadores do projeto a ser modelado.

Tabela 5.1 - Projetos de amônia verde e respectivas capacidades de produção e eletrólise

(continua)

Projeto / Local	Capacidade produtiva (t/ano)	Eletrólise instalada (MW)	Eletrólise Instalada / Capacidade produtiva (kW / t anual)
Pequeno porte			
Fertiglobe no projeto “Egypt Green” (Egito)	~4.500	5	1,1
Fertiberia / Iberdrola no projeto H2F (Espanha)	~17.000	20	1,2
Médio porte			
Unigel (Brasil)	~60.000	60	1,0

Tabela 5.1 - Projetos de amônia verde e respectivas capacidades de produção e eletrólise

(conclusão)			
Projeto / Local	Capacidade produtiva (t/ano)	Eletrólise instalada (MW)	Eletrólise Instalada / Capacidade produtiva (kW / t anual)
Envision Green Ammonia (China)	~320.000	500	1,6
Grande porte			
NEOM / ACWA Power / Air Products (Arábia Saudita)	~1.200.000	2.000	1,7
Projeto Sinopec (Arábia Saudita)	~2.800.000	4.500	1,6

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados de Thyssenkrupp Nucera (2022), Currie (2025), Ammonia Energy Association (2023) e Shanghai Metal Market (2025)

Observa-se, a partir da Tabela 5.2, que as menores plantas de amônia verde em operação ou em fase piloto apresentam capacidades na ordem de poucos milhares a dezenas de milhares de toneladas por ano, como é o caso dos projetos da ACME na Índia (1.500 t/ano) e da Fertiglobe no Egito (4.500 t/ano). Por outro lado, já existem empreendimentos de grande porte anunciados ou em construção que atingem escalas industriais superiores a um milhão de toneladas anuais, como os projetos no Oriente Médio, chegando próximos a 3 milhões de toneladas por ano. Esse contraste evidencia a diversidade de escalas atualmente testadas globalmente e reflete tanto os objetivos experimentais de validação tecnológica em pequena escala quanto a busca por competitividade em larga escala no mercado internacional.

Para o caso da planta piloto analisada neste trabalho, definiu-se a instalação de um eletrolisador de 30 MW, em concordância com a proposta técnico-econômica de Sousa et al. (2022). A capacidade produtiva de amônia foi estimada a partir da razão média entre potência de eletrólise e capacidade de produção encontrada nos projetos da Tabela 5.2, que corresponde a aproximadamente 1,4 kW para cada tonelada de NH_3 produzida anualmente. Aplicando essa relação, obtém-se cerca de 22.000 t de amônia verde anuais.

Com base na capacidade anual de 22.000 toneladas de amônia (NH₃), foi possível determinar a demanda de insumos da planta em termos de hidrogênio (H₂) e nitrogênio (N₂). Para isso, considerou-se a proporção mássica utilizada no modelo do NREL, segundo a qual 17,8% da massa de NH₃ corresponde a H₂ e 82,2% corresponde a N₂. Inicialmente, a capacidade anual de NH₃ foi convertida em base diária, resultando em aproximadamente 60.274 kg NH₃/dia. A partir dessa produção, obteve-se uma demanda diária de 10.709 kg H₂/dia e 49.565 kg N₂/dia, valores que estão apresentados na Tabela 5.2 e que servirão como referência para a modelagem econômica da planta.

Tabela 5.2 – Capacidade produtiva da planta

Componente	Volume (kg/dia)
Amônia (NH ₃)	60.274
Hidrogênio (H ₂)	10.709
Nitrogênio (N ₂)	49.565

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados de NREL (2017)

Com a capacidade do eletrolisador definida em 30 MW, é necessário calcular o CAPEX associado à sua aquisição e instalação na planta localizada no Brasil. De acordo com o relatório *Global Hydrogen Review 2025* da IEA, o custo de instalação de eletrolisadores chineses fora da China situa-se entre USD 1.500 e USD 2.400 por kW. Aplicando essa faixa de valores a um sistema de 30.000 kW, obtém-se CAPEX estimado entre USD 45 milhões e USD 72 milhões para o eletrolisador, como demonstrado pela Equação 9.

$$CAPEX = 30,000 \text{ kW} \times [1,500 \text{ a } 2,400] \frac{\text{USD}}{\text{kW}} = [45 \text{ a } 72] \text{ milhões USD} \quad (9)$$

Como os valores de CAPEX estimados para o eletrolisador apresentam-se em intervalo relativamente amplo, entre USD 45 milhões e USD 72 milhões, adotou-se o valor médio de USD 58,5 milhões como referência para a análise.

5.2.2. Unidade de separação de ar

A unidade de separação de ar (ASU - *Air Separation Unit*) é responsável por separar o ar atmosférico em seus principais componentes, de forma a disponibilizar nitrogênio de alta pureza para o processo de síntese de amônia. O objetivo da ASU na planta em análise é suprir a corrente de N_2 necessária para a reação de Haber–Bosch, garantindo que não haja impurezas que possam comprometer o desempenho do catalisador. Para seu funcionamento, a ASU utiliza como insumos o ar ambiente e eletricidade. O produto principal é o nitrogênio, mas a unidade também gera oxigênio como coproduto, que para fins desta análise será comercializado para compor as receitas da planta.

A demanda de nitrogênio necessária à planta é de 49.565 kg N_2 /d, valor já obtido no balanço de massa. A partir dessa demanda, o modelo da NREL utilizado neste trabalho calcula o CAPEX necessário, estimado em aproximadamente USD 15 milhões, e o OPEX anual de USD 750 mil, restando apenas calcular a energia elétrica requerida para a operação da unidade. Para esse cálculo, adotou-se como premissa o consumo específico de energia de 0,4706 kWh/Nm³ de O_2 , reportado por Wang et al. (2025), de forma que é preciso converter a quantidade de N_2 demandada em um volume equivalente de O_2 associado à mesma corrente de ar. Essa conversão se baseia nas proporções de O_2 e N_2 no ar seco, conforme apresentado na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Parâmetros adotados para o cálculo energético da ASU

Parâmetro	Símbolo	Valor
Fração molar/volumétrica de N_2 no ar	Y_{N_2}	0,7812
Fração molar/volumétrica de O_2 no ar	Y_{O_2}	0,2095
Massa molar do N_2	M_{N_2}	28 kg/kmol
Consumo específico de O_2	SEC_{O_2}	0,4706 kWh/Nm ³
Horas /d	H	8.760
Volume Molar	V_m	22,414 Nm ³ / kmol

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados de Wang et al. (2025)

O cálculo inicia-se pela conversão da massa diária de nitrogênio em quantidade de matéria, utilizando sua massa molar conforme a Equação 10.

$$n_{N_2} [\text{kmol} / \text{d}] = \frac{m_{N_2} [\text{kg} / \text{d}]}{M_{N_2} [\text{kg} / \text{kmol}]} = \frac{m_{N_2}}{28} \quad (10)$$

Em seguida, a razão entre as frações de oxigênio e nitrogênio no ar é aplicada para estimar a quantidade de mols de oxigênio associada à separação do volume de N_2 requerido, conforme mostra a Equação 11.

$$n_{O_2} [\text{kmol} / \text{d}] = n_{N_2} \frac{Y_{O_2}}{Y_{N_2}} = \frac{m_{N_2}}{28} \times \frac{0,2095}{0,7812} = \frac{m_{N_2}}{28} \times 0,2682 \quad (11)$$

A partir da quantidade de mols de oxigênio obtida, calcula-se o volume normal de O_2 correspondente, utilizando o volume molar de referência, conforme apresentado na Equação 12.

$$V_{O_2} [Nm^3 / \text{d}] = n_{O_2} \times V_m = \frac{m_{N_2}}{28} \times 0,2682 \times 22,414 \quad (12)$$

Por fim, determina-se a potência média requerida pela ASU a partir do volume de O_2 , considerando o consumo específico de energia e o número de horas operadas por dia, conforme expresso na Equação 13.

$$P_{ASU} [kW] = V_{O_2} \times \frac{SEC_{O_2}}{H} = \left(\frac{m_{N_2}}{28} \times 0,2682 \times 22,414 \right) \times \frac{0,4706}{24} = 4,21 \times 10^{-3} m_{N_2} \quad (13)$$

Considerando a Equação 13 e a demanda diária de nitrogênio estimada para a planta, é possível determinar a potência média requerida pela unidade de separação de ar. Substituindo o valor de $m_{N_2} = 49.565 \text{ kg/d}$ na expressão, obtém-se uma potência de aproximadamente 209

kW. Esse valor representa o consumo elétrico médio associado à operação contínua da ASU nas condições adotadas.

5.2.3. Unidade de síntese de amônia

O investimento de capital necessário (CAPEX) para a etapa de síntese de amônia é calculado automaticamente pelo modelo da NREL, com base nos parâmetros de capacidade produtiva definidos para a planta. Para estimar a potência elétrica requerida, adotou-se a mesma proporção de potência por capacidade produtiva utilizada no modelo original, garantindo consistência com a estrutura de dimensionamento proposta.

No arquivo de referência do NREL, a unidade de síntese apresenta uma produção de 300.000 kg/d de NH_3 e uma potência instalada de 8.000 kW, o que corresponde a uma razão de aproximadamente 0,0267 kW por kg/d de amônia produzida. Assim, a potência estimada para o presente estudo é calculada pela multiplicação da produção diária de amônia pela referida razão, resultando em uma potência total de 1.607 kW.

O custo operacional anual (OPEX) é igualmente calculado pelo modelo NREL como uma proporção do CAPEX, totalizando 161.610 USD/ano.

5.2.4. Unidade de armazenamento de amônia

A capacidade de armazenamento de amônia foi definida de modo a manter um estoque equivalente a 30 dias de produção, o que resulta em uma capacidade total de $30 \times$ produção diária, ou seja, 1.808 toneladas de amônia armazenada.

O CAPEX da unidade de armazenamento foi estimado pela mesma proporção de custo por tonelada de capacidade de estocagem utilizada no modelo de referência da NREL. No modelo, a relação entre capacidade de 9.000 toneladas e custo total de USD 6,47 milhões corresponde a aproximadamente 719 USD por tonelada de amônia armazenada. Aplicando essa razão à capacidade projetada da planta, obtém-se um CAPEX estimado de USD 1,3 milhões.

Da mesma forma, a potência necessária para operação do sistema de armazenamento foi mantida proporcional à capacidade adotada no modelo da NREL, que considera uma potência de 15 kW para 9.000 toneladas de armazenamento, resultando em uma razão de 0,00167 kW

por tonelada. Essa proporção é aplicada à capacidade total definida para a planta, obtendo-se uma potência estimada de 3 kW.

O OPEX anual também é calculado pelo modelo, mantendo a coerência entre os custos operacionais e a capacidade instalada de armazenamento, resultando em um valor estimado anual de USD 19.499.

5.2.5. Energia elétrica

A energia elétrica representa a principal linha de custo de uma planta de amônia verde, sendo o insumo responsável por alimentar as etapas de eletrólise, separação de ar, dessalinização, síntese e armazenamento de amônia. Com as premissas definidas nas subseções anteriores, é possível estimar o consumo energético total da instalação, conforme apresentado na Tabela 5.4.

Tabela 5.4 – Potência elétrica demandada por subsistema da planta

Sistema	Potência (kW)
Dessalinização	153
Eletrolisador	24.764
Unidade de Separação de Ar	209
Síntese de Amônia	1.607
Armazenamento de Amônia	3
Total	26.736

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados de NREL (2017)

Incluindo o fator de utilização de 90% da planta, considerando períodos de manutenção e outras paradas, além do total de horas anuais (8.760 horas), obtém-se um consumo anual total de:

$$E_{anual} = 26.736 \times 8760 \times 90\% = 210.784,3 \text{ MWh/ano} \quad (14)$$

5.2.5.1. Preço ou tarifa de energia

O Preço (quando energia comprada junto a uma comercializadora) ou Tarifa (quando adquirida da empresa de distribuição) de Energia representa o custo da energia propriamente

dita, paga à comercializadora ou distribuidora, e corresponde ao valor do MWh efetivamente consumido.

Considerou-se o preço de energia incentivada de longo prazo com desconto de 50% aplicado as tarifas de uso das redes de distribuição e transmissão, cujo valor de referência é R\$ 211,68/MWh (DCIDE, 2025). No Brasil há o incentivo regulatório segundo o qual quem comprar energia de usinas a geração eólica ou solar pagam somente 50% dos custos do “fio”.

5.2.5.2. Tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD)

A TUSD remunera o uso da rede da distribuidora (linhas, transformadores e subestações) e é definida pelo nível de tensão de atendimento e pelo subgrupo tarifário da unidade consumidora (BRASIL, 2025).

Para esta planta, adotamos a tensão de 34,5 kV conforme a Portaria nº 2.726 (BRASIL, 2024), que estrutura o atendimento elétrico do Hub de Hidrogênio Verde do Porto de Pecém. Com isso, a unidade é enquadrada no subgrupo A3a.

A partir desse enquadramento, emprega-se a modalidade horária Azul, com TUSD decomposta em Demanda (R\$/kW) e Energia (R\$/MWh) para os postos ponta e fora de ponta, e cálculo por média ponderada do perfil operacional (ANEEL, 2025).

Tabela 5.5 – Parâmetros de TUSD utilizados no modelo

Posto	TUSD Demanda (R\$/kW)	TUSD Energia (R\$/MWh)
Fora de Ponta	8,87	51,97
Ponta	13,46	51,97

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados de ANEEL (2025)

Para chegar ao TUSD médio (R\$/MWh), somou-se as quatro parcelas de tarifa apresentadas na Tabela 5.5, multiplicando as tarifas de demanda pelos valores de demanda contratada em cada posto e as tarifas de energia pelos respectivos consumos em ponta e fora de ponta. O total obtido foi então dividido pelo consumo real da planta, considerando um fator de utilização de 90%. Com esse procedimento, obtém-se um TUSD médio de R\$ 86,43/MWh; aplicando o desconto de 50% previsto para energia incentivada, o valor final utilizado no modelo é de R\$ 43,21/MWh.

5.2.5.3. Custo total

Com base no preço para energia e na TUSD, é possível determinar o custo total anual de eletricidade da planta. O consumo anual, calculado para operação contínua com fator de utilização de 90%, é de 210.784,6 MWh/ano, conforme apresentado anteriormente.

O custo anual total é obtido pela soma das parcelas de preço energia e TUSD:

$$C_{energia} = 210.784,3 \times \frac{(211,68 + 43,21)}{5,35} = 10.042.396,79 \text{ USD/ano} \quad (15)$$

Assim, o custo total anual de energia elétrica da planta é de aproximadamente USD 10,1 milhões, valor que representa a principal parcela do OPEX operacional da unidade de amônia verde utilizando câmbio de R\$ 5,35/USD.

5.2.6. Frete

Para definir o preço de frete do projeto, a premissa utilizada é de que a planta de produção de amônia foi posicionada dentro do Complexo do Porto do Pecém (CE), tendo o Porto de Roterdã (NL) como destino. A rota considerada é Pecém - Roterdã, com 4.100 milhas náuticas (≈ 7.600 km). Do lado brasileiro, o Porto do Pecém participa ativamente de todas as etapas da cadeia do hidrogênio verde e dispõe de 19.000 ha de área industrial voltada ao desenvolvimento dessa cadeia, o que sustenta a decisão locacional e elimina custos terrestres entre planta e porto (CLEAN HYDROGEN PARTNERSHIP, 2023). Como a produção ocorre dentro do complexo portuário, o custo de transporte adotado inclui tanto o deslocamento marítimo da amônia quanto a movimentação interna nos portos de origem e destino.

Os valores unitários utilizados para a rota Pecém–Roterdã foram extraídos do material de referência citado: 0,22 EUR/kg de H₂ para o transporte e 0,08 EUR/kg de H₂ para custos com o terminal, resultando em 0,30 EUR/kg de H₂. Para empregar esses números no modelo econômico do projeto, foi necessário convertê-los para a unidade USD por tonelada de NH₃. As premissas e conversões usadas nessa etapa estão consolidadas na Tabela 5.6 (CLEAN HYDROGEN PARTNERSHIP, 2023).

$$Custo_{USD/t\ NH_3} = 0,3 \frac{EUR}{kg\ H_2} \times 178 \frac{kg\ H_2}{t\ NH_3} \times 1,17 \frac{USD}{EUR} = 62,1 \frac{USD}{t\ NH_3} \quad (16)$$

Tabela 5.6 – Premissas e conversões do frete Pecém–Roterdã

Parâmetro	Valor adotado
Distância da rota	4.100 milhas náuticas
Transporte	0,22 EUR/kg de H ₂
Terminal	0,08 EUR/kg de H ₂
Total (transporte + movimentação)	0,30 EUR/kg de H ₂
Conteúdo de H ₂ por t de NH ₃	178 kg de H ₂ /t de NH ₃
Câmbio	1,1655 USD/EUR
Frete	62,1 USD/t de NH ₃

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados de Clean Hydrogen Partnership (2023)

5.2.7. Despesas com pessoal

Para dimensionar o pessoal necessário para a planta-piloto de amônia verde, utilizou-se como base o estudo “*Feasibility Study for 1000 tons per day Green Ammonia Production Plant in India*”, elaborado pela GIZ/IGEF-SO e Fichtner India para a NTPC. Trata-se de um estudo de viabilidade técnico-econômica que descreve a configuração de processos e as necessidades de operação e manutenção (O&M) de um complexo integrado de amônia verde (eletrolise de H₂, ASU para N₂, laço de síntese de NH₃ e utilidades). A partir dessa referência, organizou-se o quadro de pessoal em sete departamentos — Operações, Laboratório, Manutenção, Gestão, HSE (Saúde, Segurança e Meio Ambiente), Engenharia de Serviços e Administração — e, dentro de cada departamento, listaram-se as posições de trabalho necessárias, conforme Tabela 5.7.

Para cada posição, classificou-se o regime de cobertura em duas categorias:

1. Posto contínuo, quando a função exige presença permanente (equivalente a 21 turnos por semana)
2. Posto tradicional, quando a função é típica de horário comercial (segunda a sexta).

Tabela 5.7 – Departamentos, cargos e regime de trabalho

Cargo	Regime
Operações	
Produção – Operadores de campo	Contínuo
Operadores de painel – Sala de controle	Contínuo
Produção – Assistente do chefe de turno	Contínuo
Produção – Chefe de turno	Contínuo
Laboratório	
Analista de Laboratório	Tradicional
Manutenção	
Equipe de manutenção – Mecânica	Contínuo
Equipe de manutenção – Elétrica	Contínuo
Equipe de manutenção – Instrumentação e Controle	Contínuo
Eng. de manut. (Mecânica + Elétrica & Instrum.) + Chefe	Contínuo
Gestão	
Superintendente da planta	Tradicional
Diretor da planta	Tradicional
HSE	
Engenheiros de segurança	Tradicional
Brigadistas/Bombeiros industriais	Contínuo
Engenharia de serviços	
Engenheiro de serviços	Tradicional
Administração	
Administração / Almoxarifado / Contabilidade	Tradicional

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados de Subbarao (2024)

Para dimensionar a quantidade de funcionários por cargo, partiu-se do estudo de referência da planta indiana. A Tabela 5.8 apresenta esse dimensionamento de referência por departamento e cargo.

Tabela 5.8 - Dimensionamento de referência por cargo

(continua)

Cargo	Nº Funcionários
Operações	
Produção – Operadores de campo	20
Operadores de painel – Sala de controle	12

Tabela 5.8 - Dimensionamento de referência por cargo

(conclusão)

Cargo	Nº Funcionários
Produção – Assistente do chefe de turno	8
Produção – Chefe de turno	4
Laboratório	
Analista de Laboratório	6
Manutenção	
Equipe de manutenção – Mecânica	10
Equipe de manutenção – Elétrica	10
Equipe de manutenção – Instrumentação e Controle	5
Eng. de manut. (Mecânica + Elétrica & Instrum.) + Chefe	5
Gestão	
Superintendente da planta	1
Diretor da planta	1
HSE	
Engenheiros de segurança	2
Brigadistas/Bombeiros industriais	4
Engenharia de serviços	
Engenheiro de serviços	5
Administração	
Administração / Almoxarifado / Contabilidade	10

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados de Subbarao (2024)

Como a planta-piloto aqui modelada tem porte muito inferior ao da referência, adotou-se a capacidade do eletrolisador como *proxy* de escala. A planta-piloto opera com 30 MW de eletrólise e cerca de 22 mil toneladas por ano, enquanto a planta indiana de referência utiliza 600 MW e produz aproximadamente 365 mil toneladas por ano. Com base nisso, definiu-se o fator ρ que relaciona os portes:

$$\rho = \frac{P_{\text{eletrolisador, planta}}}{P_{\text{eletrolisador, referência}}} = \frac{30}{600} = 0,05 \quad (17)$$

A partir desse fator, aplicou-se a mesma regra de proporcionalidade para todos os cargos, contínuos e tradicionais. Para cada cargo i , o número adotado N_i é o maior valor entre um mínimo organizacional de 1 pessoa e o produto ρ vezes N_i^{ref} , o que assegura coerência com a referência por escala e viabilidade operacional ao preservar um mínimo por cargo.

$$N_i = \max(1, \rho \cdot N_i^{\text{ref}}) \quad (18)$$

A única exceção é o Departamento de Administração, mantido em 10 pessoas. Essas funções (financeiro/contábil, compras, tributário etc.) não escalam linearmente com a produção e requerem segregação de funções e controles internos mínimos. Por isso, preservou-se o quantitativo do estudo. A Tabela 5.9 consolida o resultado final por cargo para a planta-piloto após a aplicação do fator $\rho = 0,05$ e da exceção acima.

Tabela 5.9 – Dimensionamento adotado por cargo

Cargo	Nº Funcionários
Operações	
Produção – Operadores de campo	4
Operadores de painel – Sala de controle	4
Produção – Assistente do chefe de turno	4
Produção – Chefe de turno	4
Laboratório	
Analista de Laboratório	1
Manutenção	
Equipe de manutenção – Mecânica	4
Equipe de manutenção – Elétrica	4
Equipe de manutenção – Instrumentação e Controle	4
Eng. de manut. (Mecânica + Elétrica & Instrum.) + Chefe	5
Gestão	
Superintendente da planta	1
Diretor da planta	1
HSE	
Engenheiros de segurança	1
Brigadistas/Bombeiros industriais	4
Engenharia de serviços	
Engenheiro de serviços	1
Administração	
Administração / Almoxarifado / Contabilidade	10

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados de Subbarao (2024)

Para finalizar as premissas relacionadas a pessoal, é necessário estimar o salário médio de cada cargo, bem como os encargos fiscais. Esse passo define o custo de mão de obra direta e de apoio, servindo de base para OPEX e para os encargos trabalhistas e benefícios. Para cada função listada na Tabela 5.8, deve-se levantar o valor de mercado na praça onde a planta operará, considerando senioridade exigida e formação mínima.

Para estimar os salários de cada cargo, utilizou-se como referência a base de dados do site Salário (2025), que consolida piso e teto de remuneração por ocupação a partir de registros oficiais do Novo CAGED do Ministério do Trabalho e Emprego. O Novo CAGED é o sistema governamental que integra informações de admissões, demissões e vínculos formais, permitindo calcular remunerações praticadas por ocupação, setor e localidade com dados declarados pelas próprias empresas.

Com essa fonte, foi feito o mapeamento de cada função da planta para a Classificação Brasileira de Ocupações (CBO), adotando-se, para cada cargo, a classificação que melhor representa o conteúdo de trabalho. Dessa forma, coletaram-se os valores de piso salarial e teto salarial por CBO. As exceções foram os cargos de Superintendente da planta e Diretor da planta, pois o CBO dos cargos é o mesmo. Então, definiu-se que o Superintendente terá o valor médio apresentado pelo site como piso e teto (funcionando como patamar único para a posição subordinada), enquanto para o Diretor adotou-se a média como piso e um teto superior compatível com função executiva, conforme discriminado na Tabela 5.10.

Tabela 5.10 - Salários de referência por cargo

(continua)

Cargo	CBO	Piso Salarial	Teto Salarial
Operações			
Produção – Operadores de campo	8110-05	3.918,69	8.238,09
Operadores de painel – Sala de controle	8110-10	2.624,27	4.677,76
Produção – Assistente do chefe de turno	8214-05	5.156,43	10.818,49
Produção – Chefe de turno	8101-10	5.156,43	10.818,49
Laboratório			
Analista de Laboratório	2132-05	6.026,45	12.767,09
Manutenção			
Equipe de manutenção – Mecânica	9113-05	3.060,01	5.253,85
Equipe de manutenção – Elétrica	9511-05	3.236,46	5.445,63
Equipe de manutenção – Instrumentação e Controle	3134-10	4.008,77	6.858,94
Eng. de manut. (Mecânica + Elétrica & Instrum.) + Chefe	2144-20	9.603,16	18.397,59
Gestão			
Superintendente da planta	1222-05	37.193,33	37.193,33
Diretor da planta	1222-05	37.193,33	80.317,40
HSE			

Tabela 5.10 - Salários de referência por cargo

(conclusão)

Cargo	CBO	Piso Salarial	Teto Salarial
Engenheiros de segurança	2149-15	11.311,21	20.225,38
Brigadistas/Bombeiros industriais	5171-10	2.478,13	4.035,70
Engenharia de serviços			
Engenheiro de serviços	2144-05	13.208,25	23.010,00
Administração			
Administração / Almoxarifado / Contabilidade	4110-10	2.442,60	4.070,95

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados de Salário (2025)

Para transformar salários em custos de pessoal, aplicou-se o multiplicador 1,55 sobre o salário-base, conforme Anexo A – Planilha de Custo, que agrega os seguintes encargos:

- INSS patronal
- Salário-Educação
- FGTS
- RAT/SAT (seguro acidente do trabalho, conforme grau de risco)
- Provisão de férias com adicional de um terço
- Provisão de 13º salário
- Incidências sobre o 13º (INSS e FGTS aplicáveis)

Dessa forma, incluindo os encargos trabalhistas conforme o Anexo A, adotando como referência a média salarial entre piso e teto para cada função e multiplicando pelos funcionários por cargo, obtém-se a despesa total mensal de R\$ 640.715,42, conforme Tabela 5.11.

Tabela 5.11 – Despesa total com pessoal no cenário base

(continua)

Cargo	Nº Func.	Média Salarial Adotada	Encargos Trabalhistas (conforme Anexo A)	Despesa Total p/ Cargo (Mensal)
Total	52	-	109.655,19	640.715,42
Operações				
Produção – Operadores de campo	4	6.078,39	3.343,11	37.686,02

Tabela 5.11 – Despesa total com pessoal no cenário base

(conclusão)

Cargo	Nº Func.	Média Salarial Adotada	Encargos Trabalhistas (conforme Anexo A)	Despesa Total p/ Cargo (Mensal)
Operadores de painel – Sala de controle	4	3.651,02	2.008,06	22.636,29
Produção – Assistente do chefe de turno	4	7.987,46	4.393,10	49.522,25
Produção – Chefe de turno	4	7.987,46	4.393,10	49.522,25
Laboratório				
Analista de Laboratório	1	9.396,77	5.168,22	14.564,99
Manutenção				
Equipe de manutenção – Mecânica	4	4.156,93	2.286,31	25.772,97
Equipe de manutenção – Elétrica	4	4.341,05	2.387,57	26.914,48
Equipe de manut. – Instrum. e Cont.	4	5.433,86	2.988,62	33.689,90
Eng. de manutenção + Chefe	5	14.000,38	7.700,21	108.502,91
Gestão				
Superintendente da planta	1	37.193,33	20.456,33	57.649,66
Diretor da planta	1	58.755,37	32.315,45	91.070,82
HSE				
Engenheiros de segurança	1	15.768,30	8.672,56	24.440,86
Brigadistas/Bombeiros industriais	4	3.256,92	1.791,30	20.192,87
Engenharia de serviços				
Engenheiro de serviços	1	18.109,13	9.960,02	28.069,14
Administração				
Adm. / Almoxarifado / Contabilidade	10	3.256,78	1.791,23	50.480,01

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados de Subbarao (2024) e Salário (2025)

Por fim, adotando o câmbio de R\$ 5,35 por USD, em linha com as demais premissas do relatório, a despesa total mensal corresponde a USD 119.759,89.

5.2.8. Aluguel

Para estimar o custo de aluguel da área necessária para a instalação da planta de amônia verde no Complexo Industrial e Portuário do Pecém, adotou-se o método em duas etapas:

1. Levantamento de valores de mercado para locação de galpões industriais na região de interesse
2. Dimensionamento da área da planta a partir de casos de referência internacionais de produção de amônia.

A combinação desses dois parâmetros - preço médio por metro quadrado e área estimada da planta - permite inferir o custo mensal e anual de ocupação.

Inicialmente, realizou-se um levantamento de anúncios ativos de galpões industriais nos municípios de Caucaia e São Gonçalo do Amarante, ambos localizados na Região Metropolitana de Fortaleza e próximos ao Porto de Pecém. Os dados foram obtidos em portais imobiliários públicos, priorizando anúncios com informação explícita de área e valor mensal de locação. A Tabela 5.12 apresenta os resultados compilados, com cálculo do preço médio por metro quadrado (R\$/m²·mês).

Tabela 5.12 – Valores de aluguel de galpões industriais em Caucaia e São Gonçalo do Amarante

Localização	Área (m²)	Aluguel mensal (R\$)	Preço / área (R\$/m²)
Caucaia – CE	1.930	33.000,00	17,10
Caucaia – CE	1.015	12.500,00	12,32
Caucaia – CE	1.170	13.000,00	11,11
São Gonçalo do Amarante – CE	5.000	70.000,00	14,00
São Gonçalo do Amarante – CE	750	18.000,00	24,00

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados de Viva Real Imóveis (2025), OLX (2025) e MGF Imóveis (2025)

A partir dos cinco anúncios considerados - três em Caucaia e dois em São Gonçalo do Amarante - obteve-se um preço médio de R\$ 15,70/m²·mês. Esse valor médio foi considerado uma aproximação realista para o custo de aluguel de um galpão ou área industrial dentro do entorno imediato do Complexo do Pecém, sendo coerente com o perfil de ocupação regional voltado a atividades logísticas e industriais.

Para estimar o tamanho do terreno necessário à instalação da planta, adotou-se a abordagem comparativa com projetos nacionais e internacionais de amônia verde de capacidade conhecida. Foram analisados quatro projetos com dados públicos de capacidade produtiva e área total de implantação, conforme resumido na Tabela 5.13.

Tabela 5.13 - Comparativo de projetos de produção de amônia: capacidade $\times$ área da planta

Projeto	Capacidade produtiva (tNH ₃ /ano)	Área (m ²)	Razão (m ² /tNH ₃ ·ano)
India Ammonia Plant Study	365.000	500.000	1,4
Projeto Iracema	400.000	600.000	1,5
Projeto Gladstone	1.752.000	1.710.000	1,0
Burrup Fertilisers Project	803.000	720.000	0,9

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados de Subbarao (2024); Ammonia Energy Association (2023); Queensland Government (2022); Burrup (2001).

A razão média observada entre área construída e capacidade instalada foi de 1,2 m²/tNH₃·ano, considerando os 4 projetos acima. Aplicando essa razão à capacidade de 22.000 tNH₃/ano prevista para o presente estudo, obteve-se a seguinte estimativa de área total:

$$A_{planta} = 22.000 \times 1,2 = 26.400 \text{ m}^2 \quad (19)$$

Com base na área estimada e no preço médio obtido localmente, calculou-se o custo mensal e anual de aluguel conforme a Equação 20.

$$C_{aluguel} = A_{planta} \times P_{médio} \quad (20)$$

Onde A_{planta} é a área estimada (26.400 m²) e $P_{médio}$ é o preço médio unitário de R\$ 15,70 / m²·mês.

$$C_{aluguel} = 26.400 \times 15,70 = \text{R\$ } 414.480,00 / \text{mês} \quad (21)$$

Assim, o custo anual de aluguel estimado é de aproximadamente R\$ 4.973.760, o que convertendo para dólares é equivalente a USD 929.674,76.

Cabe notar que pode não haver disponibilidade de um imóvel industrial exatamente nesse porte no mercado local, ainda assim, mantém-se a métrica como referência média da área necessária para fins de orçamento.

5.2.9. Premissas financeiras

5.2.9.1. Alíquotas fiscais

Para este projeto, a alíquota de impostos sobre a receita é 0%, isto porque a totalidade da receita da planta virá de exportações, assim, os tributos que normalmente incidem sobre faturamento ou circulação no mercado interno são isentos na exportação, ou seja, ICMS, IPI e PIS/COFINS não se aplicam às vendas externas, o IOF sobre o câmbio do ingresso de exportação é 0%, e o Imposto de Exportação para amônia é 0% no cenário atual (OLIVEIRA, 2025).

Os impostos sobre o lucro no Brasil incluem IRPJ e CSLL, adotando-se IRPJ total de 25% (15% de IRPJ + adicional de 10% sobre a parcela do lucro que excede o limite legal) e CSLL de 9% (SERASA EXPERIAN, 2024). Como a planta está instalada em ZPE (Zona de Processamento de Exportação) localizada na área de atuação da Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (Sudene), considera-se a redução de 75% na alíquota do IRPJ sobre o lucro da exploração do projeto. Com isso, a parcela de IRPJ efetiva cai de 25% para 6,25%, e a alíquota efetiva consolidada passa a 15,25% (SUDENE, s.d.; SERASA EXPERIAN, 2024).

5.2.9.2. Inflação

O modelo está em termos reais, portanto não se aplica inflação às séries de CAPEX, OPEX, receitas e demais linhas. Todos os valores são lançados em BRL (Reais do Brasil) constantes, e as taxas financeiras utilizadas são reais.

5.2.9.3. Taxa de juros

A taxa real de juros do modelo foi definida a partir do mercado primário de debêntures indexadas ao IPCA, considerando emissões realizadas em 2025. A Tabela 5.14 apresenta as cinco emissões selecionadas, todas com rentabilidade real entre IPCA com *spread* 6,70% e

IPCA com *spread* 7,17%, representando a faixa praticada em operações corporativas de longo prazo no país.

A média simples dos *spreads* dessas debêntures é de 6,85% a.a., valor adotado como taxa real de custo da dívida no modelo base. Essa escolha garante coerência com o contexto brasileiro e reflete uma estimativa realista do custo de capital de terceiros, sem necessidade de ajustes inflacionários adicionais, dado que as emissões IPCA+ já incorporam a remuneração real ao investidor.

Tabela 5.14 - Debêntures IPCA+ utilizadas como referência para taxa real de juros

Código	Emissor	Data de Emissão	Remuneração
VALED1	Vale S.A.	15/05/2025	IPCA + 6,7946%
EGIEB5	Engie Brasil Energia S.A.	20/06/2025	IPCA + 6,8555%
TAEEA7	Taesá S.A.	15/01/2025	IPCA + 7,1690%
ISAEA9	ISA Energia Brasil S.A.	15/06/2025	IPCA + 6,7000%
CEPEB7	Neoenergia Pernambuco (CELPE)	15/08/2025	IPCA + 6,7392%

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados de ANBIMA (2025)

5.2.9.4. Taxa livre de risco

A taxa livre de risco adotada foi a dos títulos do Tesouro Americano com vencimento em 10 anos, equivalente a 4,02% a.a. na data de 27 de outubro de 2025. Essa taxa representa o retorno de um ativo livre de risco em dólar e é amplamente utilizada como referência internacional em modelos de precificação de ativos (UNITED STATES, 2025).

5.2.9.5. Estrutura de capital

A estrutura de capital considerada no cálculo do custo médio ponderado foi composta por 63% de capital próprio e 37% de capital de terceiros. Essa proporção reflete uma composição de financiamento típica em projetos na indústria química, conforme divulgado por Damodaran (2025b).

5.2.9.6. *Equity risk premium*

O prêmio de risco de mercado para o Brasil (ERP) adotado foi de 7,67%, conforme dados publicados por Damodaran (2025a).

5.2.9.7. Beta

O beta alavancado utilizado foi de 1,10, obtido a partir do beta desalavancado de 0,80, da razão D/E de 58,25% e da alíquota efetiva de 15,25%, seguindo a metodologia proposta por Damodaran para ajuste de estrutura de capital. Esse valor traduz a sensibilidade esperada do retorno do projeto em relação às variações do mercado, considerando o grau de alavancagem financeira adotado (DAMODARAN, 2025b).

5.2.9.8. Inflação americana

Como o modelo foi estruturado em termos reais, e o custo de capital próprio foi inicialmente calculado em USD nominal, é necessário convertê-lo para USD real com base na expectativa de inflação de longo prazo (10 anos) dos Estados Unidos, equivalente a 2,29% a.a. (FEDERAL RESERVE BANK OF CLEVELAND, 2025).

5.2.9.9. Custo médio ponderado de capital (WACC)

Com base nas premissas explicitadas nas seções anteriores, foi possível calcular o WACC do projeto, que representa a taxa mínima de retorno exigida pelos investidores considerando a estrutura de capital definida. A Tabela 5.15 apresenta o resumo dos principais parâmetros utilizados e o resultado final do cálculo.

Tabela 5.15 – Parâmetros utilizados e cálculo do custo de capital próprio (Ke)

	Valor Adotado
<i>Risk Free Rate</i> 30y (USD Nominal)	4,72%
<i>Equity Risk Premium</i>	7,67%
Beta (Levered)	1,1
CPI (Long Term)	2,29%
Ke (USD Real)	10,68%

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados de United States (2025), Damodaran (2025a), Damodaran (2025b) e Federal Reserve Bank Of Cleveland (2025)

Tabela 5.16 – Parâmetros utilizados e cálculo do custo da dívida (Kd)

	Valor Adotado
<i>Debt Interest Rate (Spread IPCA+)</i>	6,85%
Alíquota efetiva	15,25%
Kd After Tax	5,81%

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados de ANBIMA (2025), SUDENE (s.d.) e Serasa Experian (2024)

Tabela 5.17 – Parâmetros utilizados e cálculo do custo ponderado de capital (WACC)

	Valor Adotado
Ke (USD Real)	10,68%
Kd After Tax	5,81%
E = <i>Equity</i> do projeto	63%
D = Dívida do projeto	37%
WACC = $Ke \cdot E + Kd \cdot (1-T) \cdot D$	8,89%

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados de United States (2025), Damodaran (2025a), Damodaran (2025b), Federal Reserve Bank Of Cleveland (2025), SUDENE (s.d.) e Serasa Experian (2024)

5.3. Premissas utilizadas no cenário de *curtailment*

Como discutido na Seção 2.6, o sistema elétrico brasileiro, especialmente na região Nordeste, enfrenta com frequência o fenômeno conhecido como *curtailment*, situação em que a oferta de energia supera a demanda instantânea. Nesses períodos, as usinas eólicas e solares são obrigadas a reduzir ou interromper a injeção de energia na rede, resultando em desperdício de geração e, consequentemente, prejuízos econômicos aos geradores, que deixam de comercializar energia já produzida.

Diante desse contexto e considerando que o custo de eletricidade é o principal componente do custo nivelado do hidrogênio (LCOH), modelou-se um cenário alternativo em

que a planta de amônia verde opera exclusivamente nos horários em que o Nordeste historicamente se encontra em *curtailment*. A lógica desse exercício é explorar o potencial de sinergia entre a flexibilidade operacional da planta e o aproveitamento de energia excedente que, em condições normais, seria desperdiçada.

Nesse cenário, as principais variáveis impactadas são:

- **Número de horas anuais de operação:** a planta deixará de operar de forma contínua, funcionando apenas durante as janelas de *curtailment*, o que reduz significativamente o fator de utilização do sistema.
- **Preço efetivo de energia elétrica:** o preço de Energia tende a ser menor nesses períodos, vez que há excesso de oferta e demanda insuficiente, além disso a própria TUSD também tende a ser menor pelo uso da rede em momentos fora do horário de pico, cuja tarifa é diferenciada. Nesse cenário, considera-se que as usinas estariam dispostas a aceitar valores simbólicos (piso regulatório do mercado de curto prazo) para o fornecimento de energia, de forma a evitar perdas ainda maiores associadas à não geração.

Além dessas variáveis críticas, outras de menor impacto também foram ajustadas, como as despesas com pessoal e manutenção, que passam a refletir a menor carga horária operacional da planta. Nesta seção, serão detalhadas apenas as premissas que diferem em relação às do cenário base.

5.3.1. Volume de produção

Para a construção deste cenário, foi analisado histórico de um ano de preços horários da região Nordeste, com base na base de dados pública da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A partir dessa série temporal, identificaram-se os períodos em que a oferta de energia superou a demanda, caracterizando o *curtailment* — ou seja, momentos em que as usinas eólicas e solares precisaram reduzir a injeção de energia na rede.

Com base nessa análise, obteve-se que, em média, o início do *curtailment* ocorre às 3h37, enquanto o fim do *curtailment* ocorre por volta das 17h28. Para simplificação da modelagem, considerou-se que a planta de amônia verde opera continuamente entre 3h30 e 17h30, totalizando 14 horas diárias de operação.

A partir desse intervalo médio diário, calcula-se o fator de utilização anual da planta, que representa a fração de horas efetivamente operadas em relação ao total de horas do ano:

$$\text{Fator de Utilização} = \frac{14 \times 365}{24 \times 365} = 58,33\% \quad (22)$$

Dessa forma, no cenário de *curtailment*, a planta operaria cerca de 58% do tempo ao longo do ano. Como a capacidade nominal de produção permanece inalterada em 22.000 toneladas anuais, a produção efetiva passa a ser proporcional a esse fator de utilização, resultando em 12.833 toneladas por ano.

5.3.2. Energia elétrica

A energia elétrica continua sendo responsável por alimentar as etapas de eletrólise, separação de ar, dessalinização, síntese e armazenamento de amônia. No entanto, diferentemente do cenário base, o cenário de *curtailment* considera operação apenas nos períodos diários de excedente de geração renovável no Nordeste, conforme definido anteriormente.

Assim, ainda que a potência instalada da planta permaneça inalterada em 26.736 kW, o fator de utilização é reduzido de 90% para aproximadamente 58%. Aplicando esse novo fator de utilização ao total de horas do ano (8.760 h), obtém-se o consumo anual total de energia elétrica no cenário de *curtailment*:

$$E_{\text{anual}} = 26.736 \times 8760 \times 58\% = 136.619,5 \text{ MWh/ano} \quad (23)$$

5.3.2.1. Preço de energia

No cenário de *curtailment*, o preço de Energia foi ajustado para refletir o menor custo da eletricidade nos horários em que há excedente de geração renovável no Nordeste. Considerando que nesses períodos o preço de mercado da energia tende a atingir o piso

regulatório, adotou-se como o valor mínimo do PLD (Preço de Liquidação das Diferenças - valor para o Mercado de Curto Prazo ou Spot), de R\$ 58,60/MWh (CCEE, 2024) definido pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). Esse valor representa o custo marginal da energia nos momentos de sobra de oferta e foi utilizado como referência para o cálculo do custo total de energia elétrica no cenário de *curtailment*.

5.3.2.2. Tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD)

No cenário de *curtailment*, a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) foi ajustada para refletir o novo perfil operacional da planta, restrita aos horários de excedente de geração renovável no Nordeste. Como a unidade não opera nos períodos de ponta, foi eliminada a parcela relativa à demanda contratada de ponta, mantendo-se apenas os componentes correspondentes ao horário fora de ponta.

Assim, o custo fixo mensal passou a considerar apenas a demanda fora de ponta, de R\$ 8,87/kW, somada à parcela variável de R\$ 51,97/MWh. Com base nesses valores e no consumo efetivo do cenário de *curtailment*, o custo médio final de TUSD obtido foi de R\$ 73,09/MWh.

5.3.2.3. Custo total

Com base no preço definido para energia e TUSD fora do horário de pico, é possível determinar o custo total anual de eletricidade da planta no cenário de *curtailment*. O consumo anual, calculado para operação restrita aos períodos de excedente de geração renovável e fator de utilização de aproximadamente 58%, é de 136.619,5 MWh/ano, conforme apresentado anteriormente.

O custo anual total é obtido pela soma das parcelas de TE e TUSD:

$$C_{\text{energia}} = 136.619,5 \times \frac{(58,6 + 73,09)}{5,35} = 3.362.858,94 \text{ USD/ano} \quad (24)$$

Assim, o custo total anual de energia elétrica da planta no cenário de *curtailment* é de aproximadamente USD 3,36 milhões, valor significativamente inferior ao observado no cenário base em razão do menor volume de energia consumida e da redução do preço efetivo da eletricidade durante os períodos de operação.

5.3.3. Despesas com pessoal

As despesas com pessoal no cenário de *curtailment* foram calculadas a partir da mesma estrutura de cargos e faixas salariais utilizadas no cenário base, mantendo-se as médias salariais e encargos trabalhistas inalterados. Dessa forma, as diferenças observadas neste cenário decorrem exclusivamente da redução no número de turnos necessários para operação contínua da planta, em função da menor jornada diária de funcionamento.

Enquanto no cenário base considerou-se uma operação contínua em regime de 24 horas, exigindo 21 turnos semanais (três turnos por dia durante sete dias), no cenário de *curtailment* a planta opera apenas nos períodos em que há excedente de geração renovável, com funcionamento aproximado de 14 horas por dia. Assim, o número de turnos semanais foi reduzido de 21 para 13 turnos, correspondendo à nova janela média de operação entre 3h30 e 17h30.

Essa alteração impacta diretamente os cargos classificados como funções de operação contínua, como operadores de campo, operadores de painel, assistentes e chefes de turno, além das equipes de manutenção e brigadistas. Para os demais cargos administrativos e de suporte — cuja atuação ocorre em regime de expediente regular —, as premissas de quantitativo e custo permanecem idênticas às do cenário base.

Aplicando essa nova configuração operacional e mantendo os salários e encargos definidos anteriormente, obteve-se a despesa total mensal com pessoal apresentada na Tabela 5.18.

Tabela 5.18 – Despesa total com pessoal no cenário de *curtailment*

Cargo	Nº Func.	Média Salarial Adotada	Encargos Trabalhistas (conforme Anexo A)	Despesa Total p/ Cargo (Mensal)
Total	42	-	109.655,19	530.829,99
Operações				
Produção – Operadores de campo	3	6.078,39	3.343,11	28.264,51
Operadores de painel – Sala de controle	3	3.651,02	2.008,06	16.977,22
Produção – Assistente do chefe de turno	3	7.987,46	4.393,10	37.141,69
Produção – Chefe de turno	3	7.987,46	4.393,10	37.141,69
Laboratório				
Analista de Laboratório	1	9.396,77	5.168,22	14.564,99
Manutenção				
Equipe de manutenção – Mecânica	3	4.156,93	2.286,31	19.329,72
Equipe de manutenção – Elétrica	3	4.341,05	2.387,57	20.185,86
Equipe de manut. – Instrum. e Cont.	3	5.433,86	2.988,62	25.267,43
Eng. de manutenção + Chefe	3	14.000,38	7.700,21	65.101,74
Gestão				
Superintendente da planta	1	37.193,33	20.456,33	57.649,66
Diretor da planta	1	58.755,37	32.315,45	91.070,82
HSE				
Engenheiros de segurança	1	15.768,30	8.672,56	24.440,86
Brigadistas/Bombeiros industriais	4	3.256,92	1.791,30	20.192,87
Engenharia de serviços				
Engenheiro de serviços	1	18.109,13	9.960,02	28.069,14
Administração				
Adm. / Almoxarifado / Contabilidade	10	3.256,78	1.791,23	50.480,01

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados de Subbarao (2024) e Salário (2025)

A despesa total mensal resultante é de aproximadamente R\$ 531 mil, representando um acréscimo moderado em relação à carga horária proporcional, já que parte dos custos administrativos e de supervisão se mantêm fixos. Em termos anuais, considerando 12 meses de operação, o gasto com pessoal atinge R\$ 6,37 milhões, equivalente a USD 1.190.646,74, valor que será incorporado ao OPEX total do cenário de *curtailment*.

5.4. Premissas utilizadas na análise estocástica

Esta seção apresenta as variáveis incorporadas à Análise Estocástica do modelo, com foco em CAPEX do eletrolisador, Energia Elétrica e Premissas Financeiras, desdobradas em

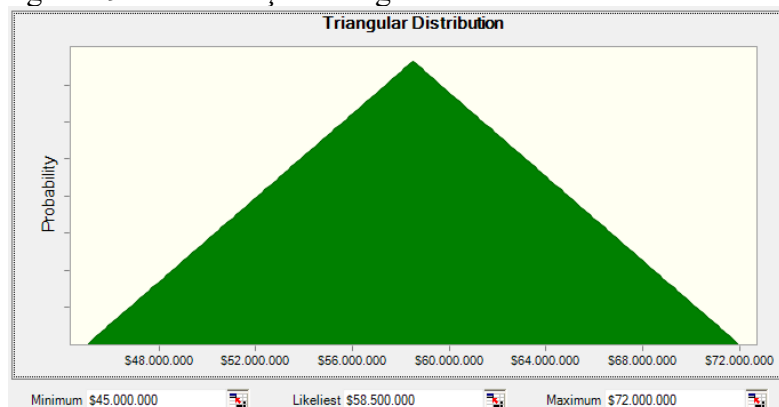
Taxa de Juros, Taxa Livre de Risco e *Equity Risk Premium*. As simulações foram realizadas no Crystal Ball, add-in do Excel utilizado para sorteio de valores conforme distribuições de probabilidade e avaliação do impacto sobre o LCOH e indicadores financeiro-econômicos do projeto.

Para cada premissa, são informados principalmente a base de dados utilizada, com indicação explícita da fonte consultada e do período considerado, e a distribuição de probabilidade adotada, como triangular, normal ou lognormal, acompanhada da justificativa técnica para sua escolha no contexto do modelo.

5.4.1. Capex do eletrolisador

Para a análise estocástica do CAPEX do eletrolisador, adotou-se uma distribuição triangular definida pelos limites mínimo e máximo derivados da faixa de custo unitário reportada pela Global Hydrogen Review 2025 para eletrolisadores, de 1.500 a 2.400 USD/kW. Como a capacidade do sistema é de 30.000 kW, esses valores foram convertidos para a escala do projeto, resultando em um intervalo de USD 45 milhões a USD 72 milhões. O valor mais provável foi fixado em USD 58,5 milhões, coerente com o caso base, que utilizou a média entre os dois referenciais. A forma e os parâmetros da distribuição estão ilustrados na Figura 19. Essa configuração concentra maior probabilidade em torno do melhor ponto central disponível e limita a incerteza ao intervalo suportado pela fonte (IEA, 2025).

Figura 19 - Distribuição triangular do CAPEX do eletrolisador



Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados de IEA (2025) utilizando o software Oracle Crystal Ball

5.4.2. Energia elétrica

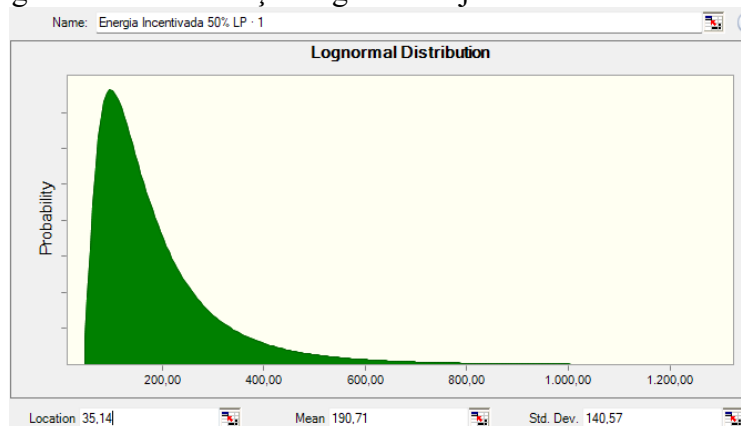
Para a análise estocástica do preço de energia, utilizou-se a série histórica mensal do PLD dos últimos 10 anos (CCEE, 2025). A partir desses dados, testaram-se diferentes distribuições de probabilidade e selecionou-se a lognormal, por apresentar o menor valor do teste Anderson–Darling (A-D) entre as alternativas avaliadas. Os parâmetros adotados refletem a própria série observada, resultando em média de 190,71, desvio-padrão de 140,57 e um parâmetro de localização de 35,14. A Figura 20 apresenta o ranking de aderência pelo critério A-D, com a lognormal em primeiro lugar ($A-D = 1,7623$), enquanto a forma da distribuição ajustada é mostrada na Figura 21.

Figura 20 - Ranking de aderência por Anderson–Darling (A-D) para o preço de energia elétrica

Distribution	A-D
Lognormal	1,7623
Weibull	2,4408
Gamma	3,6395
Beta	4,4817
Max Extreme	4,8566
Logistic	5,4322
Exponential	5,5501
Student's t	6,8210
Normal	6,9074
Pareto	7,2173
BetaPERT	10,1097
Min Extreme	10,1889
Triangular	17,4903
Uniform	49,2914

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados de CCEE(2025) utilizando o software Oracle Crystal Ball

Figura 21 – Distribuição lognormal ajustada ao PLD histórico



Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados de CCEE(2025) utilizando o software Oracle Crystal Ball

5.4.3. Premissas financeiras

5.4.3.1. Taxa de juros

Para representar a incerteza da taxa de juros real, foi construída uma série com 10 anos a partir do IPCA (IBGE, 2025) e da SELIC (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2025b). A taxa real foi obtida pela identidade de Fisher (FISHER, 1930) exata:

$$1 + \text{juros reais} = \frac{1 + \text{taxa nominal}}{1 + \text{inflação}} - 1 \quad (25)$$

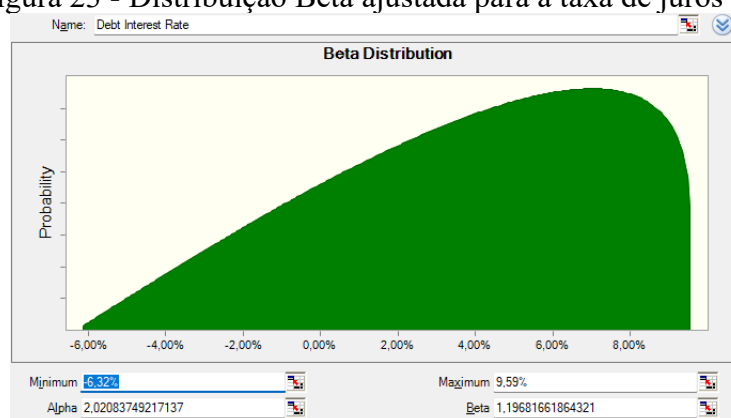
Sobre essa série, foram testadas diversas distribuições de probabilidade e selecionada aquela com menor Anderson–Darling (A-D), sendo que a Beta foi a escolhida por apresentar o melhor ajuste. A Figura 22 apresenta a comparação entre distribuições e a Figura 23 mostra a forma final utilizada no modelo.

Figura 22 – Ranking do teste Anderson–Darling para a taxa de juros

Distribution	A-D
Beta	,5515
Weibull	,7341
Min Extreme	,7461
Triangular	,9100
Logistic	1,2860
Normal	1,3132
Lognormal	1,3140
Gamma	1,4111
Max Extreme	3,1506
Uniform	3,8467
BetaPERT	5,5474
Student's t	5,9921
Pareto	---
Exponential	---

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados de Banco Central Do Brasil (2025b) e IBGE (2025) utilizando o software Oracle Crystal Ball

Figura 23 - Distribuição Beta ajustada para a taxa de juros real



Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados de Banco Central Do Brasil (2025b) e IBGE (2025) utilizando o software Oracle Crystal Ball

5.4.3.2. Taxa livre de risco

Para a taxa livre de risco, utilizou-se a série histórica dos últimos 10 anos do rendimento do Treasury de 10 anos (DGS10), em USD nominal (FRED, 2025). Com essa base, foram testadas diversas distribuições e adotou-se a Maximum Extreme, por apresentar o menor valor do teste Anderson–Darling (A-D) entre as alternativas avaliadas.

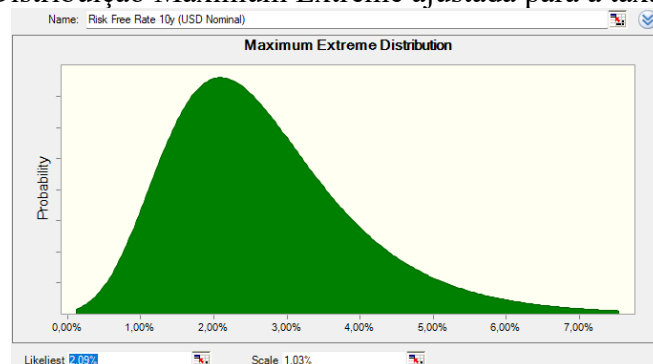
A Figura 24 mostra a comparação das distribuições candidatas, enquanto a Figura 25 apresenta a forma final utilizada nas simulações.

Figura 24 – Ranking do teste Anderson–Darling para a taxa livre de risco

Distribution	A-D
Max Extreme	25,0421
Gamma	25,9192
Lognormal	27,9292
Weibull	28,5787
Normal	34,5972
Logistic	34,8127
Uniform	37,0539
Min Extreme	61,7522
Beta	80,2515
Student's t	95,3714
Triangular	107,6304
BetaPERT	338,6108
Exponential	338,9314
Pareto	491,3054

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados de FRED (2025) utilizando o software Oracle Crystal Ball

Figura 25 - Distribuição Maximum Extreme ajustada para a taxa livre de risco



Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados de FRED (2025) utilizando o software Oracle Crystal Ball

5.4.3.3. *Equity risk premium*

Para o cenário estocástico do ERP, utilizaram-se os dados anuais de 2001 a 2025 disponibilizados por Damodaran (DAMODARAN, 2024; DAMODARAN, 2025a). Com essa série, foram testadas múltiplas distribuições de probabilidade e a lognormal apresentou o menor Anderson–Darling (A-D), refletindo adequadamente a positividade, a assimetria à direita e a cauda longa observadas nos prêmios de risco ao longo do período.

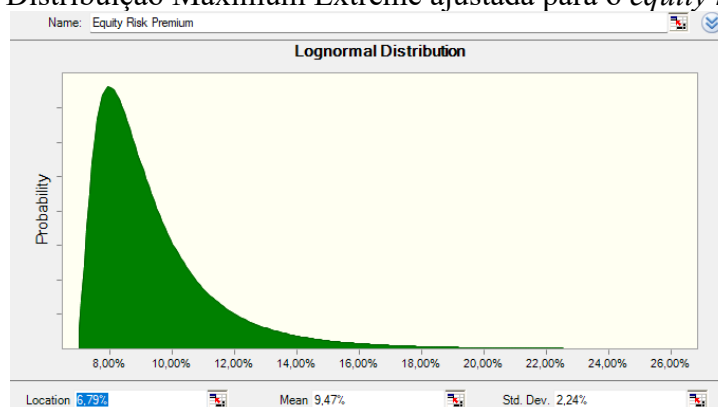
A Figura 26 mostra a comparação entre as distribuições avaliadas, com destaque para a lognormal na primeira posição e a Figura 27 apresenta a forma final utilizada no modelo.

Figura 26 – Ranking do teste Anderson–Darling para o *equity risk premium*

Distribution	A-D
Lognormal	.2159
Gamma	.2255
Weibull	.2939
Max Extreme	.4106
Logistic	.6698
Student's t	.8899
Pareto	.9541
Normal	1.0296
Min Extreme	2.2558
Triangular	3.3974
Beta	5.2248
Exponential	7.8836
BetaPERT	7.9706
Uniform	8.2809

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados de Damodaran (2024) e Damodaran (2025a) utilizando o software Oracle Crystal Ball

Figura 27 - Distribuição Maximum Extreme ajustada para o *equity risk premium*



Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados de Damodaran (2024) e Damodaran (2025a) utilizando o software Oracle Crystal Ball

5.5. Resultados do cenário base

O modelo foi executado para o cenário determinístico, assumindo as premissas-base apresentadas na seção 5.2 deste trabalho. O valor obtido para o LCOH foi de USD 9,61/kg,

calculado de modo a atingir o ponto de equilíbrio para o custo de capital próprio especificada ($K_e = 10,65\%$). O valor presente líquido resultou em zero, pois o modelo foi parametrizado para resolver o LCOH que zera o VPL, em linha com a hipótese de que toda a cadeia até o preço final do H_2 deve ser economicamente viável. Nessa configuração, a TIR do capital próprio é praticamente igual ao custo de capital próprio adotado. O *payback* simples é de 11 anos, enquanto o *payback* descontado, à taxa adotada, coincide com a vida útil de 40 anos do sistema. Os resultados determinísticos constam da Tabela 5.19.

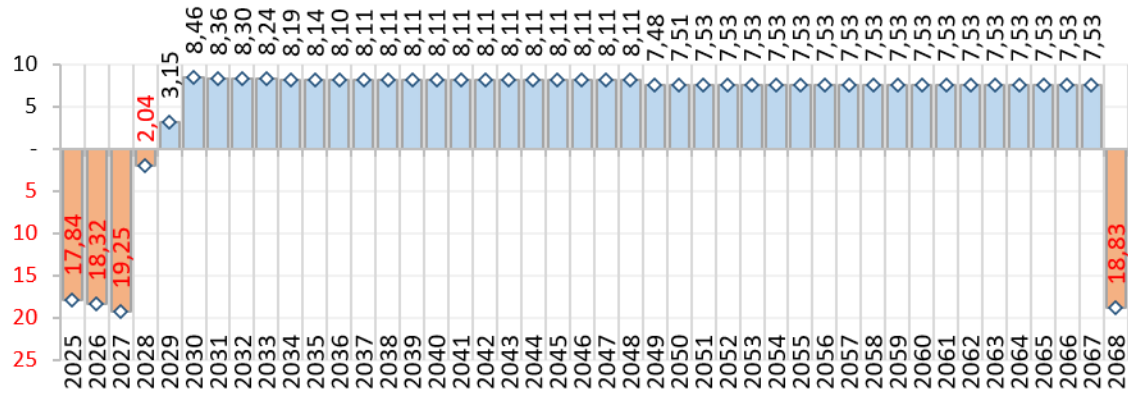
Tabela 5.19 - Indicadores financeiros do cenário base

Métrica	Valor	Unidade
LCOH	9,61	USD / kg
TIR do <i>equity</i>	10,65	%
Valor Presente Líquido (VPL)	0	USD
<i>Payback</i> do investidor	11	anos
TIR do projeto (alavancado)	33,07	%

Fonte: Elaborado pelo autor utilizando o software H2FAST (2017)

Observa-se no fluxo de caixa anual do investidor que a primeira injeção de capital ocorre em 2025, um ano antes do início das obras, antecedendo a mobilização de engenharia e suprimentos; o CAPEX de construção distribui-se pelos três anos de obra, o que explica a concentração de saídas expressivas no início da série, somadas ao serviço da dívida durante a construção, como se vê na Figura 28. Com a entrada em operação comercial, o perfil anual passa a refletir geração recorrente de caixa, com valores mais estáveis na fase madura e compatíveis com a recuperação do investimento ao longo do horizonte de análise, também evidenciada na Figura 28.

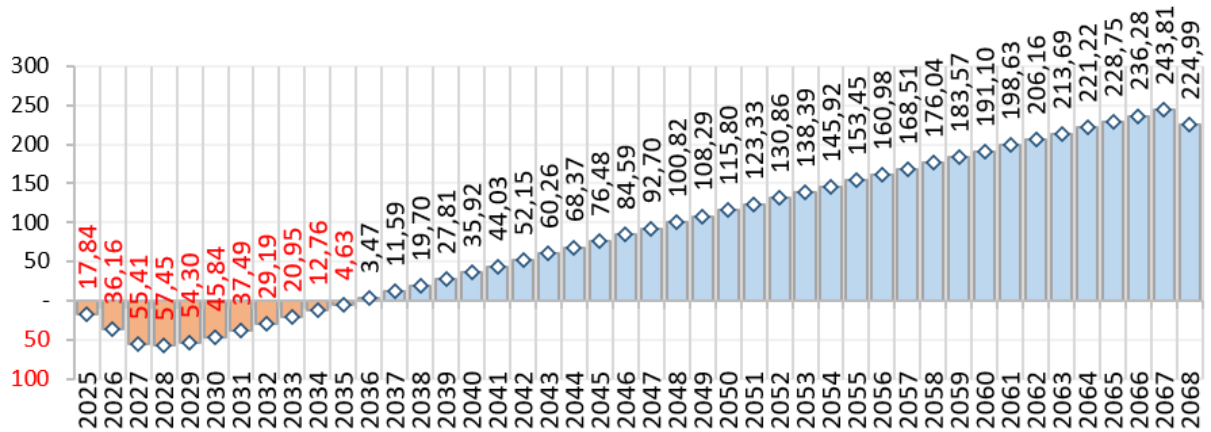
Figura 28 - Fluxo de caixa do investidor por ano no cenário base (USD milhões)



Fonte: Elaborado pelo autor utilizando o software H2FAST (2017)

O comportamento acumulado acompanha essa trajetória: após o período de investimento, a curva cresce de forma aproximadamente linear, impulsionada pela geração operacional líquida; o cruzamento com o eixo zero ocorre entre o décimo-primeiro e o décimo-segundo ano de análise, em consonância com o *payback* simples de 11 anos reportado, como mostra a Figura 29.

Figura 29 - Fluxo de caixa do investidor acumulado no cenário base (USD milhões)

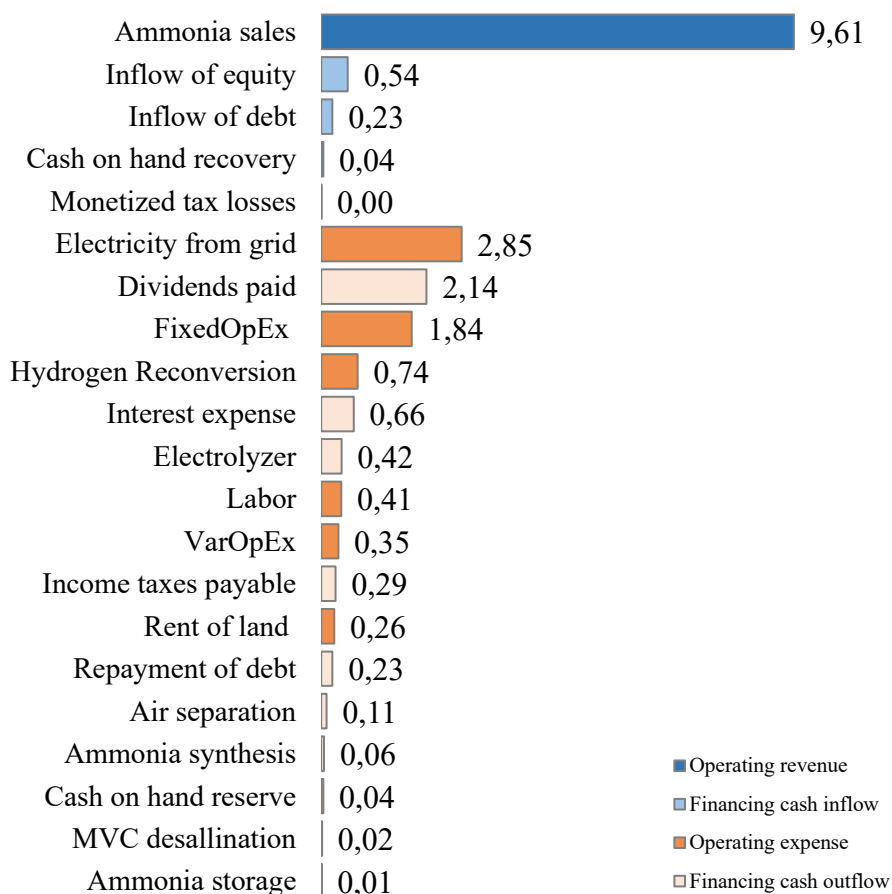


Fonte: Elaborado pelo autor utilizando o software H2FAST (2017)

O preço de hidrogênio que zera o valor presente líquido é de 9,61 USD/kg, constituindo a única receita operacional do sistema e a referência de equilíbrio do caso base. No modelo, os aportes de financiamento aparecem como entradas de caixa, sendo que 63% do projeto foi

financiado com capital próprio e 37% com dívida, valores traduzidos em entradas de 0,54 USD/kg e 0,23 USD/kg do custo nivelado.

Entre as saídas, sobressai a eletricidade com 2,85 USD/kg, representando 27,4% do total de custos e refletindo a premissa de suprimento integral pela rede, sem geração própria, em operação contínua do eletrolisador. Outras linhas operacionais relevantes são o OPEX fixo, de 1,84 USD/kg, e a reconversão de amônia para hidrogênio, de 0,74 USD/kg; em conjunto, esses dois componentes somam 24,8% do total de saídas e traduzem manutenção, serviços, além do tratamento necessário para entrega final em H₂. No grupo financeiro, destacam-se os dividendos pagos, de 2,14 USD/kg, que correspondem à distribuição de caixa ao acionista compatível com o custo de capital próprio adotado e, portanto, com a taxa de retorno implícita do *equity*; essa distribuição é a via pela qual o retorno do investidor se materializa ao longo do horizonte analisado, mantendo o VPL em equilíbrio. Os juros associados à dívida, de 0,66 USD/kg, completam o quadro como encargo recorrente do financiamento. Existem ainda outras linhas de menor participação que complementam a decomposição e podem ser vistas em detalhe na Figura 30.

Figura 30 – *Breakdown* do custo nivelado de hidrogênio (LCOH) em USD / kg

Fonte: Elaborado pelo autor utilizando o software H2FAST (2017)

5.6. Resultados do cenário de *curtailment*

O modelo foi executado no regime determinístico sob as premissas do cenário de *curtailment* descritas na seção 5.3, em que a operação do eletrolisador e da cadeia associada ocorre apenas durante janelas de excedente renovável (*curtailment*) no Nordeste. O LCOH que equilibra o valor presente líquido resultou em USD 11,11/kg, representando aumento de USD 1,50/kg (+15,6%) em relação caso base, refletindo a redução do fator de utilização da planta de 90% para 58% e a consequente diluição menos eficiente dos custos fixos por unidade produzida. Como no cenário base, o LCOH foi calibrado para zerar o VPL à taxa de desconto do *equity*, de modo que a TIR do acionista converge para o custo de capital próprio assumido e o VPL é

nulo. O *payback* simples permanece em 11 anos e o *payback* descontado coincide com a vida útil de 40 anos, como observado na Tabela 5.20.

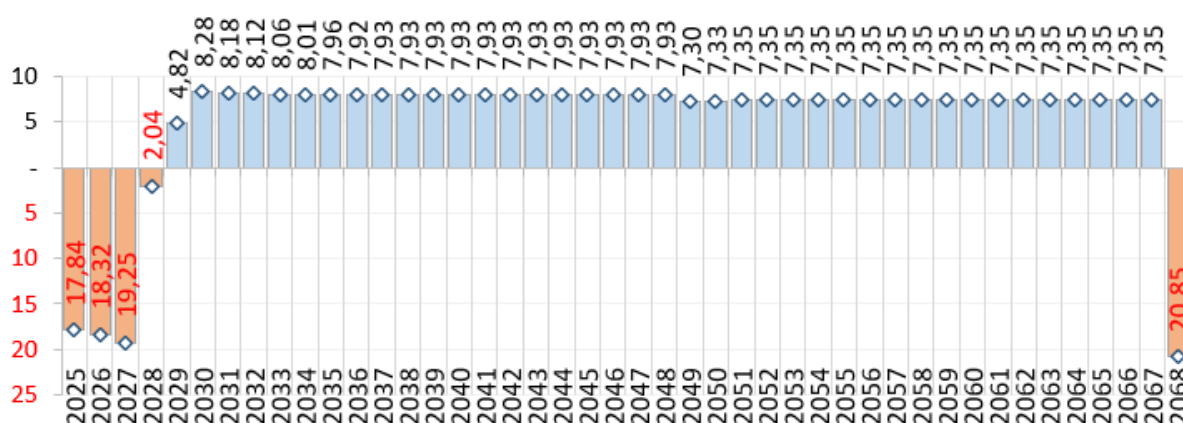
Tabela 5.20 - Indicadores financeiros do cenário de *curtailment*

Métrica	Valor	Unidade
LCOH	11,11	USD / kg
TIR do equity	10,65	%
Valor Presente Líquido (VPL)	0	USD
Payback do investidor	11	anos
TIR do projeto (alavancado)	26,26	%

Fonte: Elaborado pelo autor utilizando o software H2FAST (2017)

No fluxo de caixa anual do investidor, observa-se um perfil de saídas concentradas no início do cronograma idêntico ao do caso base, pois a configuração fabril é a mesma (Figura 31). Após a entrada em operação, os fluxos positivos apresentam patamar inferior ao do caso base, já que a economia de eletricidade não compensa a menor receita decorrente do volume vendido de H₂. Ainda assim, como o preço do produto é ajustado para zerar o VPL à taxa do *equity*, a trajetória permanece estável e compatível com a recuperação do investimento.

Figura 31 - Fluxo de caixa do investidor por ano no cenário de *curtailment* (USD milhões)

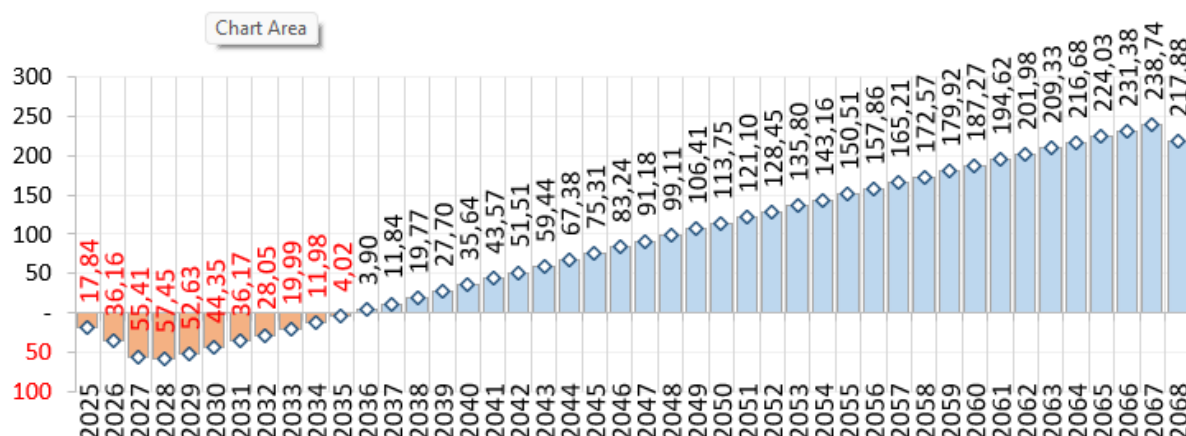


Fonte: Elaborado pelo autor utilizando o software H2FAST (2017)

A evolução acumulada reflete esse padrão, pois passado o ciclo de investimento, o saldo avança de forma aproximadamente linear, com inclinação mais suave que no caso base, e o

ponto de equilíbrio ocorre novamente por volta do 11º ano, consistente com o mesmo *payback* simples (Figura 32).

Figura 32 - Fluxo de caixa do investidor acumulado no cenário de *curtailment* (USD milhões)

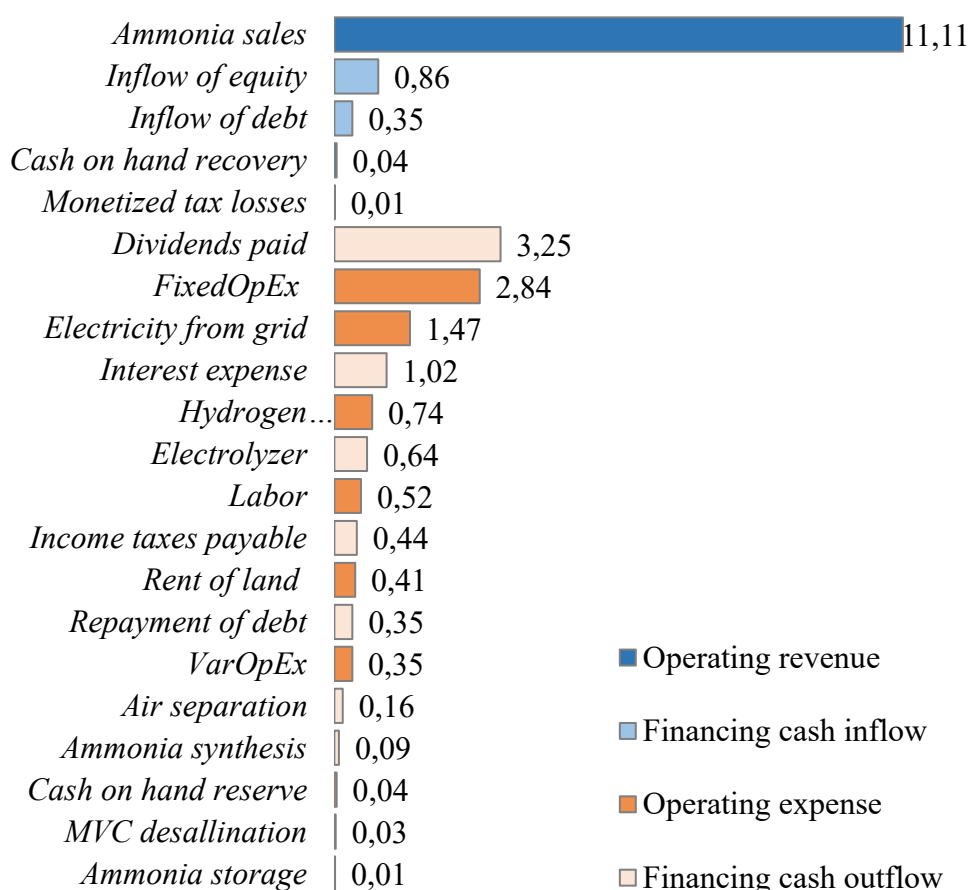


Fonte: Elaborado pelo autor utilizando o software H2FAST (2017)

A decomposição do custo nivelado ajuda a explicar por que o LCOH aumenta apesar do menor gasto específico com energia. Do lado das entradas financeiras, os aportes de capital próprio e de dívida, elevam-se para 0,86 USD/kg e 0,35 USD/kg respectivamente, pois o mesmo montante de financiamento inicial é diluído por um volume físico menor ao longo da vida do ativo.

Entre as saídas, a linha “*Electricity from grid*” cai para 1,47 USD/kg, contra 2,85 USD/kg no base, confirmando o ganho nas janelas de *curtailment*. Entretanto, esse alívio é mais do que compensado pela elevação de itens que são essencialmente fixos por ano e, portanto, sobem por kg quando a utilização cai: o OPEX fixo vai a 2,84 USD/kg (vs. 1,84 USD/kg no base) e o aluguel do terreno a 0,41 USD/kg. O encargo financeiro corrente também se intensifica por kg, com juros de 1,02 USD/kg (vs. 0,66 USD/kg) e amortização de 0,35 USD/kg, pelo mesmo efeito de diluição. A reconversão de amônia para H₂ se mantém em 0,74 USD/kg. No bloco financeiro, os dividendos pagos crescem para 3,25 USD/kg (vs. 2,14 no base), refletindo que o retorno do acionista precisa se materializar sobre uma base de produção menor. A Figura 33 exhibe esses componentes.

Figura 33 – *Breakdown* do custo nivelado de hidrogênio (LCOH) no cenário de *curtailment* em USD / kg



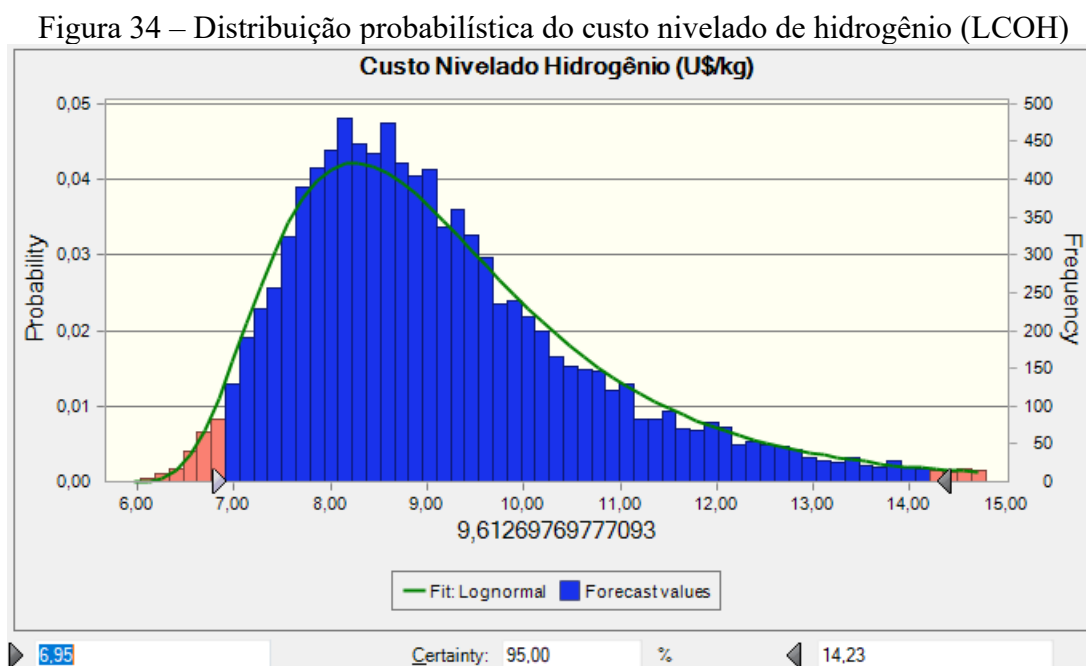
Fonte: Elaborado pelo autor utilizando o software H2FAST (2017)

Em síntese, o *trade-off* central do cenário de *curtailment* é desfavorável quando analisado por quilograma. A economia específica de energia, de menos USD 1,38 por kg em relação ao caso base, não compensa o aumento dos custos fixos e financeiros por unidade: OPEX fixo sobe USD 1,00 por kg, juros USD 0,36 por kg, aluguel USD 0,14 por kg e dividendos pagos USD 1,11 por kg, entre outros. Como o CAPEX e a estrutura de capital permanecem inalterados enquanto a produção ao longo da vida útil diminui com o fator de utilização, uma parcela maior das despesas anuais passa a recair sobre cada quilograma vendido, elevando o LCOH em aproximadamente USD 1,50 por kg. Assim, operar apenas nas janelas de excedente elétrico reduz o gasto energético marginal, provocando aumento de 10 p.p. na margem bruta, mas encarece o produto final ao enfraquecer a diluição de custos fixos e

encargos financeiros, o que explica por que o cenário de *curtailment* apresenta LCOH superior ao do caso base mesmo com energia mais barata nas horas operadas.

5.7. Resultados da análise estocástica

A simulação de Monte Carlo foi executada com 10.000 iterações, gerando uma distribuição de resultados para o Custo Nivelado do Hidrogênio (LCOH). A Figura 34 apresenta o histograma da variável de saída, ajustado a uma distribuição lognormal, que se mostrou a mais aderente ao conjunto de dados segundo o teste de Anderson–Darling.



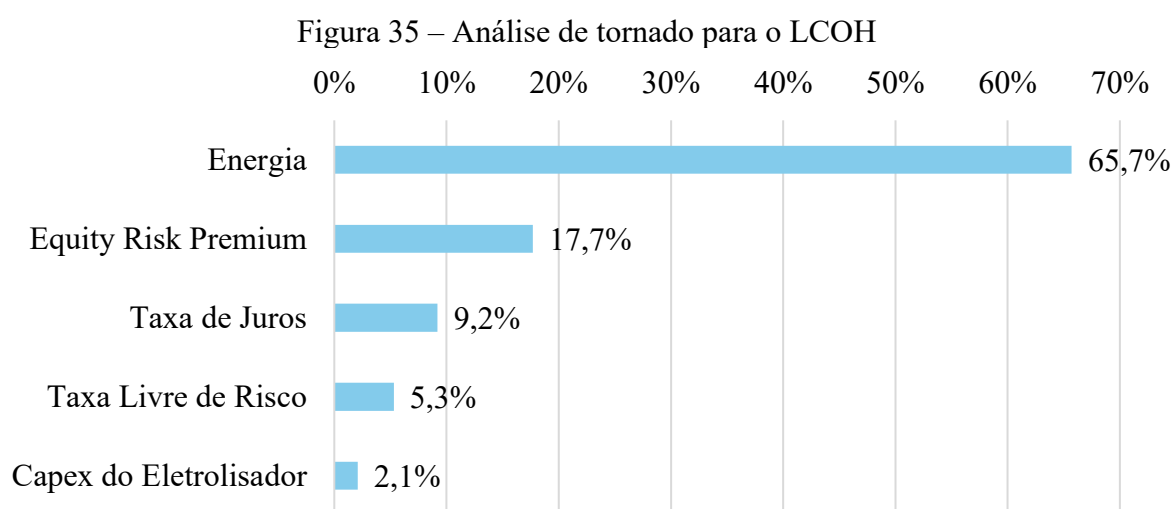
Fonte: Elaborado pelo autor utilizando o software H2FAST (2017) e Oracle Crystal Ball

A média do LCOH obtida foi de USD 9,29/kg, muito próxima ao valor determinístico do cenário base de USD 9,61/kg, o que indica uma boa escolha de premissas para o cenário base, já que o resultado encontrado representa bem a média dos cenários analisados na análise estocástica.

A dispersão é expressiva, com desvio-padrão de 1,96 USD/kg e coeficiente de variação de 21,1 %, resultando em um intervalo entre o 2,5º e o 97,5º percentil de 6,95 a 14,23 USD/kg, conforme mostrado na Figura 34. Essa amplitude reflete a elevada incerteza do projeto,

associada principalmente às variações de preço da energia elétrica e ao custo de capital, como será discutido a seguir.

Os resultados da análise de sensibilidade apresentados na Figura 35 indicam que o preço da energia elétrica representa 65,7 % da variância total, confirmando-se como o fator de maior impacto sobre o custo final do hidrogênio. Em seguida, aparecem o *equity risk premium* (17,7 %) e as taxas de juros da dívida (9,2 %), demonstrando a relevância das condições financeiras e do custo de capital na estrutura de viabilidade do projeto. O CAPEX dos eletrolisadores, embora relevante em termos absolutos, contribui com apenas 2,1 % da variância total, sugerindo que reduções marginais nesse item teriam efeito limitado diante da predominância dos custos de energia.



Fonte: Elaborado pelo autor utilizando o software Oracle Crystal Ball

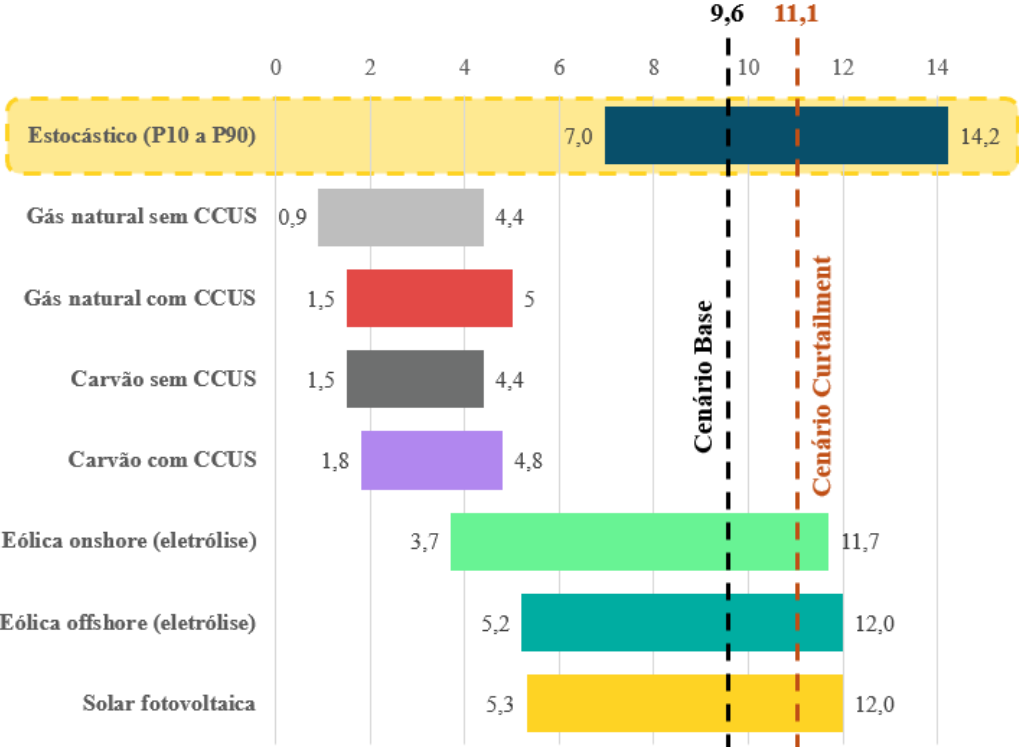
De forma geral, a simulação evidencia que a incerteza de preço da eletricidade é o principal vetor de risco econômico, seguida pelos parâmetros financeiros, enquanto o investimento físico exerce papel secundário na variabilidade do custo nivelado.

5.8. Resultados preliminares

Os três estudos de caso indicam que a amônia, como vetor para transporte de hidrogênio, não se mostra economicamente viável nas condições analisadas. No cenário determinístico

Base, o preço nivelado do H₂ resultou em USD 9,61/kg; no determinístico *curtailment*, USD 11,11/kg; e no cenário estocástico obteve-se um intervalo P10–P90 de aproximadamente USD 7,5–11,6/kg, que corresponde aos percentis 10 e 90 e, portanto, abrange 80% dos resultados simulados. Esses valores são apresentados na Figura 36, juntamente com os *benchmarks* de mercado.

Figura 36 - Preços de H₂ por rota (2024): faixas de referência vs. resultados do modelo



Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados de IEA (2025)

Observa-se que os preços estimados se situam dentro das faixas reportadas na literatura para hidrogênio sustentável por eletrólise com eólica *onshore*, eólica *offshore* e solar fotovoltaica, o que corrobora a consistência da modelagem frente a referências amplamente utilizadas. Ainda assim, a competitividade permanece limitada, pois existem alternativas de hidrogênio mais baratas, como o hidrogênio cinza (reforma de gás natural sem captura), o hidrogênio azul (com captura e armazenamento de carbono) e o hidrogênio a partir de carvão com e sem CCUS. A Figura 36 evidencia visualmente essa comparação ao colocar, lado a lado, os valores do estudo e os *benchmarks* por rota.

Dessa perspectiva, é pouco provável que, em cenário de mercado sem incentivos, do ponto de vista puramente econômico, compradores optem pelo H₂ verde estimado neste trabalho, dada a existência de opções mais econômicas. Em outras palavras, na ausência de instrumentos de suporte, como políticas governamentais de redução tributária, contratos de energia mais baratos e outras medidas de mitigação de custos, ou sem instrumentos regulatórios que imponham a compra de hidrogênio sustentável por parte dos compradores, a adoção do H₂ verde transportado via amônia não tende a ocorrer por simples racionalidade econômica.

5.9. Discussão e implicações

Os resultados convergem para um diagnóstico claro: nas condições modeladas e sem instrumentos de apoio, não foi identificado um arranjo em que o hidrogênio entregue ao fim da cadeia — incluindo síntese de amônia, logística e reconversão — alcance preço considerado competitivo. No caso base, o preço de equilíbrio que zera o valor presente líquido foi estimado em 9,61 dólares por quilograma de H₂. A decomposição desse valor mostra a eletricidade como um dos itens relevantes, com 2,85 dólares por quilograma, mas evidencia também o peso de parcelas não energéticas, como o OPEX fixo de 1,84 dólares por quilograma e a reconversão de NH₃ para H₂ de 0,74 dólar por quilograma. Essa estrutura reforça que a viabilidade não depende apenas do custo marginal de energia, mas da capacidade de diluir custos fixos e financeiros ao longo de uma produção volumosa e estável.

A análise do cenário com *curtailment* parte de um racional plausível do ponto de vista sistêmico (aproveitar excedentes renováveis hoje desperdiçados), porém os resultados econômicos foram desfavoráveis quando se observam os custos por unidade produzida. De fato, o gasto específico com energia caiu 1,38 dólar por quilograma em relação ao caso base, mas a forte redução do fator de utilização elevou substancialmente a carga de itens fixos por quilograma, além de intensificar encargos financeiros por unidade. No agregado, OPEX fixo aumentou 1,00 dólar por quilograma, juros 0,36 dólar por quilograma, aluguel 0,14 dólar por quilograma e a parcela de distribuição de resultados aos acionistas 1,11 dólar por quilograma, conduzindo a um acréscimo líquido próximo de 1,50 dólar por quilograma no preço necessário para equilíbrio econômico. Em outras palavras, operar apenas nas janelas de excedente elétrico barateia o componente energético, mas encarece o produto final por perda de diluição de capital

e de despesas fixas, levando o preço necessário para algo em torno de 11 dólares por quilograma de H₂. Esse resultado é consistente com a natureza intensiva em capital do sistema e com a baixa flexibilidade do *loop* de síntese frente a grandes variações de carga.

A leitura estocástica evidenciou muitas incertezas em relação aos cenários determinísticos, já que o intervalo com 95% de confiança vai de 6,95 a 14,23 USD/kg, com mínimos e máximos bastante distantes. Isso mostra a sensibilidade do modelo à variáveis como energia e custo de capital. Ainda assim, apesar da elevada incerteza, ela trouxe confiança ao resultado deste trabalho ao apontar a não-viabilidade econômica da amônia como transportadora de H₂ nas circunstâncias modeladas: dentre as 10.000 iterações, o valor mais baixo calculado foi 5,89 USD/kg, ainda aproximadamente 25% acima dos preços do H₂ produzido a partir de gás natural sem captura (Figura 36).

Apesar da não-viabilidade encontrada neste estudo, premissas alternativas e o cenário setorial em evolução podem levar a resultados distintos. No insumo elétrico, por exemplo, a modelagem assumiu compra via rede — sem geração própria ou arranjos *in situ* —, ao passo que a leitura de mercado da seção 4.3. aponta maior uso de autoprodução e PPAs de longo prazo com ativos dedicados/co-localizados. Desenhos desse tipo reduziriam a exposição a preços “*spot*”, aumentariam a previsibilidade e poderiam comprimir o componente de eletricidade, que respondeu por 27,4% do custo total do H₂ no caso base. No bloco de custos fixos, o OPEX representou 17,7% do custo nivelado e permanece fortemente atrelado ao eletrolisador: 84% desse OPEX está ligado à sua operação e manutenção. Nos próximos anos, a tendência de maior escala produtiva e de padronização contratual/operacional tende a reduzir esses gastos, mas a captura efetiva dos ganhos depende de contratos bem estruturados (serviços e garantias) e, sobretudo, de manter alta utilização do ativo — condições que, combinadas à energia dedicada, têm maior probabilidade de deslocar a distribuição estocástica para patamares mais favoráveis.

Em síntese, os resultados indicam que a convergência para viabilidade passa, antes de tudo, por energia mais barata — inclusive por arranjos dedicados e *in situ* como observados no mercado, e o contexto brasileiro de excedentes e desperdício recorrente de renováveis sugere uma avenida potencial —, mas essa oportunidade só se materializa economicamente quando combinada à elevada utilização do ativo, de modo a diluir CAPEX e OPEX fixo (17,7% do custo nivelado, com 84% ligados ao eletrolisador). Em outras palavras, reduzir o custo do insumo elétrico é condição necessária, porém insuficiente isoladamente; a experiência do

cenário de *curtailment* mostrou que ganhos no preço da energia, sem preservar fator de utilização alto e estabilidade operacional ao longo do ciclo, tendem a ser superados pela maior incidência de custos fixos por quilograma e pelos encargos financeiros, mantendo o preço de equilíbrio acima de referências competitivas. Além disso, a expansão da capacidade de fabricação e a maior concorrência entre fornecedores devem reduzir custos de aquisição e manutenção de eletrolisadores, reforçando esse movimento quando combinadas a arranjos de energia dedicados e à utilização elevada do ativo.

6. CONCLUSÃO

A análise do setor, das tecnologias e dos agentes econômicos indica que a amônia ocupa papel central na economia em desenvolvimento do hidrogênio. A revisão de mercado mostrou uma cadeia global madura, com capacidade instalada relevante, malha logística estabelecida e agentes verticalizados, que pode ser alavancada para novos usos energéticos, como o hidrogênio. Em termos técnico-econômicos, a amônia combina densidade volumétrica de hidrogênio elevada, requisitos de acondicionamento menos extremos do que o H_2 líquido e rotas de reconversão em desenvolvimento, o que a torna candidata natural para conectar excedentes renováveis a demandas industriais e ao comércio internacional.

O modelo econômico desenvolvido para este trabalho — parametrizado para um projeto no Nordeste brasileiro, com insumos técnicos e financeiros coerentes com a realidade local — utilizou o H2FAST como base, com ajustes para refletir a rota eletrolítica de produção de NH_3 , a reconversão a H_2 e a entrega ao usuário final. A análise concentrou-se em três leituras complementares: cenário base de operação contínua com suprimento da rede, cenário de *curtailment* que restringe a operação às janelas de excedente elétrico e avaliação estocástica das principais variáveis de custo e de utilização. O recorte privilegiou o custo nivelado do hidrogênio (LCOH) como métrica-âncora e explicitou a contribuição de eletricidade, CAPEX, OPEX fixo, reconversão e encargos financeiros.

No cenário base, o preço de hidrogênio que zera o VPL ficou em 9,61 USD/kg, servindo como referência de equilíbrio para o projeto. A decomposição do LCOH evidencia a centralidade da energia no custo nivelado, dado que a eletricidade responde por quase 30% do total de custos e figura como o maior componente operacional. Os dividendos pagos, que representam o retorno ao acionista aparece em segundo lugar no custo nivelado e o OPEX fixo em terceiro. Em conjunto, esses elementos mostram que competitividade requer energia a baixo custo e uso intensivo do ativo para diluir os custos fixos no volume produzido.

A experiência do cenário de *curtailment* confirma esse diagnóstico. Embora o custo nivelado de energia caia quase 50% ao operar apenas em janelas de excedente, a perda de horas produtivas encarece o produto final pela via dos custos fixos e financeiros por unidade: o OPEX fixo sobe 1,00 USD/kg quando alocado sobre menor produção, e a linha de dividendos cresce 1,11 USD/kg, dado que o investimento inicial é o mesmo e o retorno exigido pelo acionista

também, logo os mesmos dividendos são distribuídos em um volume produtivo menor. Como a estrutura de capital e o CAPEX não mudam, mas a produção encolhe, a diluição se perde e o LCOH aumenta em aproximadamente 1,50 USD/kg em relação ao base. Em termos práticos, explorar energia barata só é atraente se preserva fator de utilização alto e estabilidade operacional; caso contrário, a economia marginal de MWh é superada pelo encarecimento de cada quilograma produzido.

O cenário estocástico, ao propagar incertezas realistas de preço de energia e custo de capital, ampliou o leque possível de LCOH e confirmou a forte sensibilidade do modelo a esses dois vetores. Mesmo assim, convergiu para o mesmo diagnóstico dos cenários determinísticos: nas circunstâncias modeladas, a amônia como transportadora de H₂ não alcança paridade econômica com a alternativa fóssil, mesmo nos melhores casos simulados, reforçando que viabilizar o projeto exige energia contratada a baixo custo, alta utilização do ativo e redução do custo de capital

Ainda que a compra de energia a preços de PLD mínimo no cenário de *curtailment* tenha sido proposta com objetivo estritamente teórico e que os resultados tenham sido inferiores aos do cenário base, a recorrência de excedentes renováveis aponta uma oportunidade de política pública: converter sobras de geração em insumo acessível a projetos sustentáveis. No exercício modelado, o LCOH piorou não pelo preço da energia, mas pela queda do fator de utilização, que elevou o peso dos custos fixos por quilograma; se o pagamento desse preço reduzido viesse acompanhado de operação com fator de utilização estável e elevado, o custo do H₂ tenderia a recuar de forma significativa (até 15%). Para que isso faça sentido econômico, é necessário combinar regras estáveis de acesso à energia de baixo custo nessas janelas, critérios transparentes de elegibilidade e contrapartidas mensuráveis de desempenho ambiental e operacional.

Em síntese, os resultados deste estudo indicam que a rota via amônia ainda não se mostra viável sob as condições atuais, principalmente devido a preços de energia elevados ou instáveis. No cenário base, delineou-se um preço de equilíbrio do H₂ acima dos *benchmarks* internacionais e ainda sem paridade frente às rotas fósseis; no cenário de *curtailment*, a menor utilização do ativo aumentou o peso dos custos fixos por quilograma e pressionou o LCOH, enquanto a análise estocástica evidenciou a largura do intervalo de risco. Apesar disso, há vetores concretos para reversão no médio prazo, com destaque para contratos que garantam

energia mais barata e previsível, integração energética *in-situ* quando houver sinergia regional e, sobretudo, a queda esperada no custo de eletrolisadores à medida que a oferta industrial se expande mais rápido que a demanda. Em última instância, quando energia acessível e estável se combinar a fator de utilização elevado e a um CAPEX/OPEX dos principais maquinários em trajetória descendente, a amônia poderá deixar de ser hipótese promissora para tornar-se uma decisão econômica sólida na cadeia do hidrogênio.

REFERÊNCIAS¹

AGORA INDUSTRY; UMLAUT. **Levelised Cost of Hydrogen**: Making the Application of the LCOH Concept More Consistent and More Useful. Berlin, Germany, 2023. Disponível em: <https://www.agora-energiewende.org/publications/levelised-cost-of-hydrogen#downloads>. Acesso em: 14 nov. 2025.

AMMONIA ENERGY ASSOCIATION. **Project Features: Speaker Slides, November 2023**. Ammonia Energy Conference, 2023. Disponível em: <https://www.ammoniaenergy.org/wp-content/uploads/2023/11/Project-Features-speaker-slides-Nov-2023.pdf>. Acesso em: 22 out. 2025.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS ENTIDADES DOS MERCADOS FINANCEIRO E DE CAPITAIS (ANBIMA). **Debêntures**. Disponível em: https://data.anbima.com.br/busca/debentures?page=0&view=precos&tipo_remuneracao=IPCA&tipo_remuneracao_min=3&tipo_remuneracao_max=11.559300422668457. Acesso em: 10 out. 2025.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 6023**: informação e documentação: referências: elaboração. Rio de Janeiro, 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Matriz elétrica brasileira alcança 200 GW**. Brasília, 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/matriz-eletrica-brasileira-alcanca-200-gw>. Acesso em: 23 mar. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Luz na Tarifa**: Base de dados das tarifas das distribuidoras de energia elétrica. Brasília, DF: ANEEL, 2025. Disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/basestarifas>. Acesso em: 20 out. 2025.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Focus**: Relatório de Mercado (03 out. 2025). Brasília: BCB, 2025a. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/content/focus/focus/R20251003.pdf>. Acesso em: 9 out. 2025.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Histórico de taxas de juros**. Brasília: Banco Central do Brasil, 2025b. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/historicotaxasjuros>. Acesso em: 29 out. 2025.

BASF. **BASF Report 2024**: Combined Management's Report and Consolidated Financial Statements. Ludwigshafen: BASF SE, 2024. Disponível em:

¹ De acordo com a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT NBR 6023)

https://report.basf.com/2024/en/_assets/downloads/entire-full-report-basf-ar24.pdf?h=bgn5lq-I#page=3&zoom=100,0,97. Acesso em: 25 maio 2025.

BASF. BASF becomes first producer of renewable ammonia in Central Europe. News release. Ludwigshafen, 9 maio 2025. Disponível em: <https://www.basf.com/global/en/media/news-releases/2025/05/p-25-099>. Acesso em: 25 maio 2025.

BASF. Ammonia based chemicals. Monomers – BASF Chemicals. Disponível em: <https://chemicals.basf.com/global/en/Monomers/ammonia-based-chemicals>. Acesso em: 25 maio 2025.

BICER, Y.; KHALID, F. Sustainability assessment of renewable energy-based hydrogen and ammonia pathways. **Division of Sustainable Development (DSD)**, Qatar, p. 435-468, 2021.

BRASIL. Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações. **Acordo de Paris.** Brasília, 2017. Disponível em: https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/publicacoes/acordo-de-paris-e-ndc/arquivos/pdf/acordo_paris.pdf. Acesso em: 28 abr. 2025.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Portaria nº 2.726/SNTEP/MME**, de 15 de janeiro de 2024. Reconhece a alternativa de acesso à Rede Básica do Sistema Interligado Nacional para o Projeto H₂ – Pecém – 500 MW Phase e estabelece a construção da Subestação H₂V (230/34,5 kV). Brasília, DF, 2024. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/programa-nacional-do-hidrogenio-1/iii-planejamento-energetico/Portaria_2726_ProjetoH2.pdf. Acesso em: 20 out. 2025.

BURRUP. **Report and recommendations of the Environmental Protection Authority.** Perth, Western Australia: Environmental Protection Authority, dez. 2001. ISBN 0-7307-6662-4.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Painel de Preços.** São Paulo: CCEE, 2025. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/painel-precos>. Acesso em: 27 out. 2025.

CHENTOUF, B. et al. Hydrogen production cost from water electrolysis in the middle east and north africa region. **Energies**, v. 14, n. 2, p. 406, 2021. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/2/406>. Acesso em: 19 nov. 2025.

CHOROWSKI, M. et al. Challenges of Application of Green Ammonia as Fuel in Onshore Transportation. **Energies**, v. 16, n. 13, p. 4898, 2023. DOI: 10.3390/en16134898. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/13/4898>. Acesso em: 7 ago. 2025.

CLEAN HYDROGEN PARTNERSHIP. **Study on hydrogen in ports and industrial coastal areas: Report 3 – Case studies.** Brussels: Clean Hydrogen Partnership, 2023. ISBN 978-92-9246-428-8. DOI: 10.2843/046717. Disponível em: <https://www.clean->

hydrogen.europa.eu/media/publications/study-hydrogen-ports-and-industrial-coastal-areas-reports_en. Acesso em: 16 out. 2025.

CURRIE, Charlie. 'Blueprint': Envision starts up 500MW green hydrogen plant, eyeing over 2.5GW in 2028. **H2 View**, Truro, 10 jul. 2025. Disponível em: <https://www.h2-view.com/story/blueprint-envision-starts-up-500mw-green-hydrogen-plant-eyeing-over-2-5gw-in-2028/2129197.article/>. Acesso em: 29 set. 2025.

D'AGOSTINO, R. B.; STEPHENS, M. A. **Goodness-of-Fit Techniques**. New York: Marcel Dekker, 1986. Disponível em: https://api.pageplace.de/preview/DT0400.9781351444569_A31471928/preview-9781351444569_A31471928.pdf. Acesso em: 15 nov. 2025.

DAMODARAN, Aswath. **Country Risk Premiums (CRP) and Equity Risk Premiums (ERP) by Country**: January 2025. New York: NYU Stern School of Business, 2025a. Disponível em: https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html. Acesso em: 10 out. 2025.

DAMODARAN, Aswath. **Data Archives**. New York: NYU Stern School of Business, 2024. Disponível em: https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/dataarchived.html. Acesso em: 29 out. 2025.

DAMODARAN, Aswath. **Investment valuation**: tools and techniques for determining the value of any asset. 3. ed. Hoboken: Wiley, 2012.

DAMODARAN, A. **Levered and Unlevered Betas by Industry – January 2025**. New York: NYU Stern School of Business, 2025b. Disponível em: https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html. Acesso em: 10 out. 2025.

DAWOOD, F.; ANDA, M.; SHAFIULLAH, G. M. Hydrogen production for energy: an overview. **International Journal of Hydrogen Energy**, Oxford, v. 45, n. 7, p. 3847-3869, 2020. ISSN 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.059>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319919345926>. Acesso em: 24 nov. 2025.

DCIDE. **Denergia**: Índices de Curva Forward. Disponível em: <https://denergia.com.br/dashboard>. Acesso em: 8 out. 2025.

DEGROOT, M. H.; SCHERVISH, M. J. **Probability and Statistics**. 4th. ed. Boston: Pearson, 2012. ISBN 9780321500465.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Hidrogênio Azul**: Produção a partir da reforma do gás natural com CCUS, Rio de Janeiro, 2022a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados->

abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-654/NT%20Hidrogenio%20Azul.pdf. Acesso em: 4 maio 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Hidrogênio Cinza: Produção a partir da reforma a vapor do gás natural**, Rio de Janeiro, 2022b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dadosabertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-654/NT%20Hidrog%C3%AAnio%20Cinza.pdf>. Acesso em: 5 maio 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Matriz energética e elétrica**. Rio de Janeiro, 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. Acesso em: 11 maio 2025.

EUROPEAN ENVIRONMENTAL AGENCY (EEA). **Situação atual**: A energia está na base das ambições da Europa em matéria de clima, Copenhagen, 2023. Disponível em: <https://www.eea.europa.eu/pt/sinais-da-aea/sinais-2022/artigos/situacao-atual-a-energia-esta#:~:text=A%20matriz%20energ%C3%A9tica%20da%20Europa%20atualmente&text=O%20g%C3%A1s%20natural%20representou%2040,da%20energia%20total%20na%20Su%C3%A9cia>. Acesso em: 23 mar. 2025.

FEDERAL RESERVE BANK OF CLEVELAND. **10-Year Expected Inflation**. Modelo de expectativas de inflação. Disponível em: <https://fred.stlouisfed.org/series/EXPINF10YR>. Acesso em: 9 out. 2025.

FEDERAL RESERVE BANK OF ST. LOUIS (FRED). **Market Yield on U.S. Treasury Securities at 10-Year Constant Maturity, Quoted on an Investment Basis (DGS10)**. St. Louis: FRED, 2025. Disponível em: <https://fred.stlouisfed.org/series/DGS10>. Acesso em: 29 out. 2025.

FERTIBERIA. El rey Felipe VI inaugura la planta de amoníaco y fertilizantes verdes de Fertiberia en Puertollano, la primera del sector en el mundo. **Fertiberia**, 2022. Disponível em: <https://www.fertiberia.com/el-rey-felipe-vi-inaugura-la-planta-de-amoniaco-y-fertilizantes-verdes-de-fertiberia-en-puertollano-la-primera-del-sector-en-el-mundo/#:~:text=Iberdrola%20ha%20desarrollado%20una%20planta,a%20este%20nuevo%20vector%20energ%C3%A9tico>. Acesso em: 10 ago. 2025.

FISHER, Irving. **The Theory of Interest**: as determined by impatience to spend income and opportunity to invest it. New York: Macmillan, 1930.

GLOBO RURAL. **Yara tem prejuízo líquido de USD 290 milhões no 4º trimestre de 2024**. Globo Rural, 7 fev. 2025. Disponível em: <https://globorural.globo.com/insumos/noticia/2025/02/yara-tem-prejuizo-liquido-de-us-290-milhoes-no-quarto-trimestre-de-2024.ghtml>. Acesso em: 25 maio 2025.

HELMEISTER, Matias Campos. **Analysis under uncertainty of the levelized cost of hydrogen produced by ammonia decomposition**. 2024. 81 f. Trabalho de Conclusão de

Curso (Graduação em Engenharia de Produção) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2024. Disponível em: https://bdta.abcd.usp.br/directbitstream/f9b70cb9-8236-4a87-bf53-09b7bd3befe/MATIAS_CAMPOS_HELMEISTER_TF-24.pdf. Acesso em: 22 nov. 2025.

HISAMOTO, Bruno Heilton Toledo. **A ambição climática sob o Acordo de Paris: as Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDCs) e a governança híbrida**. Tese (Doutorado em Relações Internacionais) - Instituto de Relações Internacionais, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2022. DOI:10.11606/T.101.2022.tde-29082022-162920.

IBERDROLA. **Puertollano green hydrogen plant**. 2023. Disponível em: <https://www.iberdrola.com/about-us/what-we-do/green-hydrogen/puertollano-green-hydrogen-plant>. Acesso em: 13 ago. 2025.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). **Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA)**: downloads. Rio de Janeiro: IBGE, 2025. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/9256-indice-nacional-de-precos-ao-consumidor-amplo.html?=&t=downloads>. Acesso em: 29 out. 2025.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Ammonia Technology Roadmap**: Towards more sustainable nitrogen fertiliser production, Paris, 2021a. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/ammonia-technology-roadmap>. Acesso em: 12 mar. 2025.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector**. Paris: International Energy Agency, 2021b. Licence: CC BY 4.0. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/the-role-of-low-carbon-fuels-in-the-clean-energy-transitions-of-the-power-sector>. Acesso em: 22 maio 2025.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **World Energy Outlook 2024**, Paris, 2024a. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/140a0470-5b90-4922-a0e9-838b3ac6918c/WorldEnergyOutlook2024.pdf> . Acesso em: 7 maio 2025.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Global Hydrogen Review 2024**. Paris, 2024b. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>. Acesso em: 13 ago. 2025.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Global Hydrogen Review 2025**. Paris, 2025. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2025/executive-summary>. Acesso em: 22 set. 2025.

IPCC. **Climate Change 2023: Synthesis Report**, Geneva, 2023. Disponível em: https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/downloads/report/IPCC_AR6_SYR_LongerReport.pdf. DOI: 10.59327. Acesso em 8 maio 2025.

LARA, Daniela Mueller de; RICHTER, Marc François. Hidrogênio verde: a fonte de energia do futuro. **Novos Cadernos NAEA**, Belém, v. 26, n. 1, p. 11–36, jan./abr. 2023. Disponível em: <https://periodicos.ufpa.br/index.php/ncn>. Acesso em: 24 abr. 2025.

LEE, J. *et al.* Carbon-free green hydrogen production process with induction heating-based ammonia decomposition reactor. **Chemical Engineering Journal**, v. 457, 2023.

MARKET.US. **Ammonia Market**, 2025. Disponível em: <https://market.us/report/ammonia-market/>. Acesso em: 12 abr. 2025.

MARKETSANDMARKETS. **Green Ammonia Market Size, Share, Growth, Analysis**, 2025. Disponível em: <https://www.marketsandmarkets.com/Market-Reports/green-ammonia-market-118396942.html>. Acesso em: 7 ago. 2025.

MGF IMÓVEIS. **Galpão 750 m²**: Venda por R\$ 2.750.000,00 ou Aluguel por R\$ 18.000,00/mês. São Gonçalo do Amarante, 2025. Disponível em: <https://ce.mgfimoveis.com.br/galpao-750-m-venda-por-r-275000000-ou-aluguel-por-r-1800000mes-279038856>. Acesso em: 21 out. 2025.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL). **H2FAST**: Hydrogen Financial Analysis Scenario Tool. Golden, CO: U.S. Department of Energy, 2017. Disponível em: <https://www.nrel.gov/hydrogen/h2fast.html>. Acesso em: 15 set. 2025.

NEL HYDROGEN. **Awarded Iberdrola contract for 20 MW green fertilizer project in Spain**. Press release, 14 jan. 2021. Disponível em: <https://nelhydrogen.com/press-release/awarded-iberdrola-contract-for-20-mw-green-fertilizer-project-in-spain/>. Acesso em: 13 ago. 2025.

NEOM. Neom Green Hydrogen Company completes financial close at a total investment value of USD 8.4 billion in the world's largest carbon-free green hydrogen plant. **Neom**, 2023. Disponível em: <https://www.neom.com/en-us/newsroom/neom-green-hydrogen-investment#:~:text=An%20equal%20joint%20venture%20between,transportation%20and%20industrial%20sectors%20globally>. Acesso em: 10 ago. 2025.

NEWTON, Isaac. 154. Newton to Hooke, 5 February 1675/6. In: TURNBULL, H. W. (ed.). **The Correspondence of Isaac Newton**. Cambridge: Cambridge University Press, 1959. p. 416–417.

OLIVEIRA, Isabella. **Impostos na Exportação**: o que incide e o que não e como o Brasil incentiva quem vende ao exterior. NTT DATA Business Solutions Brasil, 20 jun. 2025. Disponível em: <https://nttdata-solutions.com/br/blog/impostos-na-exportacao/>. Acesso em: 21 out. 2025.

OLX. **Galpão para alugar, 5000 m² por R\$ 70.070,00/mês**: Pecém, São Gonçalo do Amarante - CE. São Gonçalo do Amarante, 2025. Disponível em:

<https://ce.olx.com.br/fortaleza-e-regiao/comercio-e-industria/galpao-para-alugar-5000-m-por-r-70-070-00-mes-pecem-sao-goncalo-do-amarante-ce-1453433001>. Acesso em: 22 out. 2025.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Diagnóstico e perspectiva da evolução dos cortes de geração no Brasil**. Rio de Janeiro: ONS, 2025. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RT%20DGL-ONS%200189-2025%20-%20GT%20Curtaiment%20rev1.pdf>. Acesso em: 29 set. 2025.

PATONIA, Aliaksei; POUDINEH, Rahmatallah. Global trade of hydrogen: what is the best way to transfer hydrogen over long distances? **Oxford Institute for Energy Studies**, Oxford, v. 16, set. 2022.

PORTER, Michael E. **Competitive strategy**: techniques for analyzing industries and competitors: with a new introduction, New York, 1998.

PwC. **Battle on the global electrolyzer market**. [S. l.], 2025. Disponível em: <https://www.strategyand.pwc.com/de/en/industries/energy-utilities-resources/electrolyzer-market/strategyand-electrolyzer-market.pdf>. Acesso em: 25 nov. 2025.

QUEENSLAND GOVERNMENT. **H2-Hub™ Gladstone Project**: Initial Advice Statement. State Development, Infrastructure, Local Government and Planning, 2022. Disponível em: https://www.statedevelopment.qld.gov.au/__data/assets/pdf_file/0017/70406/initial-advice-statement.pdf. Acesso em: 22 out. 2025.

REN21. **Renewables 2024 Global Status Report Collection, Global Overview**, Paris, 2024. Disponível em: https://www.ren21.net/gsr-2024/modules/global_overview. Acesso em: 22 maio 2025.

RESTELLI, F. et al. Detailed techno-economic assessment of ammonia as green H₂ carrier. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 52, pt. A, p. 532–547, 2024. ISSN 0360-3199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2023.06.206. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319923031592>. Acesso em: 9 set. 2025.

RITCHIE, H.; ROSER, M.; ROSADO, P. **CO₂ and Greenhouse Gas Emissions**. Our World in Data, 2020. Disponível em: <https://ourworldindata.org/co2-emissions>. Acesso em: 14 nov. 2025.

RISTIG, S. *et al.* Ammonia Decomposition in the Process Chain for a Renewable Hydrogen Supply. **Chemie Ingenieur Technik**, Weinheim, v. 94, n. 10, p. 1413-1425, jul. 2022.

ROUWENHORST, K. H. R.; TRAVIS, A. S.; LEFFERTS, L. 1921–2021: a century of renewable ammonia synthesis. **Sustainable Chemistry**, v. 3, n. 2, p. 149–171, 2022. DOI: <https://doi.org/10.3390/suschem3020011>.

SALÁRIO. **Salário**, 2025. Tabela salarial da indústria. Disponível em: <https://www.salario.com.br/tabela-salarial/industria/>. Acesso em: 21 out. 2025.

SANTOS, B. G.; ROMANSINA, B. C.; FREITAS, G. R. **Azane**: indústria química produtora de amônia. 2022. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Química) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Apucarana.

SIEMENS ENERGY. **Hydrogen Solutions**: Your service partner for green hydrogen production and beyond. [s.d.]. Disponível em: <https://www.siemens-energy.com/us/en/home/products-services/product-offerings/hydrogen-solutions.html>. Acesso em: 18 ago. 2025.

SOUSA, J. *et al.* Techno-economic study of an electrolysis-based green ammonia production plant. **Industrial & Engineering Chemistry Research**, v. 61, n. 39, p. 14515-14530, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.2c00383>.

STEPHENS, M. A. **EDF statistics for goodness of fit and some comparisons**. Journal of the American Statistical Association, v. 69, n. 347, p. 730–737, 1974. Disponível em: <https://www.math.utah.edu/~morris/Courses/6010/p1/writeup/ks.pdf>. Acesso em: 15 nov. 2025.

SUBBARAO, Satish et al. **Feasibility Study for 1000 tons per day Green Ammonia Production Plant in India**. Bonn/Eschborn; New Delhi: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH; Fichtner India; NTPC, 2024.

SUPERINTENDÊNCIA DO DESENVOLVIMENTO DO NORDESTE (SUDENE). **Redução de 75% do IRPJ**. Recife: Sudene, [s.d.]. Disponível em: <https://www.gov.br/sudene/pt-br/assuntos/incentivos-fiscais/reducao>. Acesso em: 22 out. 2025.

TERRA. **Unigel tem pedido de recuperação judicial aprovado pela Justiça**. 2025. Disponível em: <https://www.terra.com.br/economia/unigel-tem-pedido-de-recuperacao-judicial-aprovado-pela-justica,06debd06cf41c2544a13d6677a24dfagkq583ze.html>. Acesso em: 21 nov. 2025.

THYSSENKRUPP. **One of the largest green hydrogen projects in the world**: thyssenkrupp signs contract to install over 2 GW electrolysis plant for Air Products in NEOM. Press release, 13 dez. 2021. Disponível em: <https://www.thyssenkrupp.com/en/newsroom/press-releases/pressdetailpage/one-of-the-largest-green-hydrogen-projects-in-the-world--thyssenkrupp-signs-contract-to-install-over-2gw-electrolysis-plant-for-air-products-in-neom-124576>. Acesso em: 13 ago. 2025.

THYSSENKRUPP NUCERA. **Unigel installs the first industrial-scale green hydrogen production site in Brazil using thyssenkrupp nucera technology**. Press release, 26 jul. 2022. Disponível em: <https://www.thyssenkrupp-nucera.com/unigel-installs-the-first->

industrial-scale-green-hydrogen-production-site-in-brazil-using-thyssenkrupp-nucera-technology/. Acesso em: 13 ago. 2025.

UNITED NATIONS. **Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change**. Kyoto, 1997. Disponível em:
<https://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf>. Acesso em: 9 maio 2025.

UNITED NATIONS. **What is the Kyoto Protocol?** [s.d.]. Disponível em:
https://unfccc.int/kyoto_protocol. Acesso em: 9 maio 2025.

UNITED STATES. Department of the Treasury. **Daily Treasury Par Yield Curve Rates – 30-Year Treasury**. Washington, D.C., 2025. Disponível em:
https://home.treasury.gov/resource-center/data-chart-center/interest-rates/TextView?field_tdr_date_value=2025&type=daily_treasury_yield_curve. Acesso em: 10 out. 2025.

WANG, Zhikang *et al.* Techno-economic analysis of low-cost air separation unit with peak-shaving. **IOP Conference Series: Materials Science and Engineering**, Bristol, v. 1327, n. 1, p. 012145, 2025. DOI 10.1088/1757-899X/1327/1/012145. Disponível em:
https://www.researchgate.net/publication/392252922_Techno-economic_analysis_of_low-cost_air_separation_unit_with_peak-shaving. Acesso em: 2 out. 2025.

YARA. **Yara Clean Ammonia and AM Green sign term sheet for sale of renewable ammonia from India**. Comunicado de imprensa, 23 fev. 2023. Disponível em:
<https://www.yara.com/corporate-releases/yara-clean-ammonia-and-am-green-earlier-greenko-zero-sign-term-sheet-for-sale-of-renewable-ammonia-from-india-to-yara-clean-ammonias-global-market/#:~:text=Yara%20Clean%20Ammonia%20operates%20the,is%20headquartered%20in%20Oslo%2C%20Norway>. Acesso em: 25 maio 2025.

YARA. **Integrated Report 2024**. Oslo: Yara, 2025. Disponível em:
<https://www.yara.com/siteassets/investors/057-reports-and-presentations/annual-reports/2024/yara-integrated-report-2024.pdf>. Acesso em: 25 maio 2025.

ANEXO A - Planilha de custo - encargos sociais e trabalhistas - lei 6.019/74

PLANILHA DE CUSTO - ENCARGOS SOCIAIS E TRABALHISTAS - LEI 6.019/74		
Salário Base (a título de exemplo)		R\$ 2.061,96
ENCARGOS SOCIAIS E TRABALHISTAS		
GRUPO A - Encargos Sociais Diretos	(%)	
01 - INSS	20%	R\$ 412,39
02 - Salário Educação	2,50%	R\$ 51,55
03 - FGTS	8%	R\$ 164,96
04 - Cálculo do RAT/SAT	Até 3%	R\$ 61,86
TOTAL A (máximo)	33,50%	R\$ 690,76
GRUPO B - Encargos Sociais Diretos	(%)	
05 - Férias + 1/3 de férias	11,11%	R\$ 229,08
06 - 13º salário	8,33%	R\$ 171,76
TOTAL B	19,44%	R\$ 400,85
GRUPO C - Incidências Acumulativas "A" x "B"	(%)	
07 - FGTS s/13º salário	0,67%	R\$ 13,82
08 - INSS s/13º salário	1,67%	R\$ 34,43
TOTAL C	2,34%	R\$ 48,25
valor total dos encargos sociais e trabalhistas	55,28%	R\$ 1.139,85