



VIRGILIO JUMA ALI

**AVALIAÇÃO ESTOCÁSTICA DA VIABILIDADE
ECONÔMICA DE PROJETOS PARA PRODUÇÃO DE
HIDROGÊNIO VERDE MEDIANTE ENERGIA SOLAR
FOTOVOLTAICA EM MINAS GERAIS**

**LAVRAS – MG
2025**

VIRGILIO JUMA ALI

**AVALIAÇÃO ESTOCÁSTICA DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE
PROJETOS PARA PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE MEDIANTE
ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM MINAS GERAIS**

Dissertação apresentada à Universidade Federal de Lavras, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Ambiental, área de concentração em Mudanças Climáticas, Energia e Poluição Atmosférica, para a obtenção do título de Mestre.

Prof. Dr. Dimas José Rúa Orozco
Orientador

Prof. Dr. Adriano Viana Ensinas
Co-orientador

**LAVRAS – MG
2025**

**Ficha Catalográfica elaborada pelo Sistema de Geração
de Ficha Catalográfica da Biblioteca Universitária da UFLA, com
dados informados pelo(a) próprio(a) autor(a).**

Juma Ali, Virgílio.

Avaliação estocástica da viabilidade econômica de projetos para produção de hidrogênio verde mediante energia solar fotovoltaica em Minas Gerais / Virgílio Juma Ali. - 2025.

88 p. : il.

Orientador: Dimas José Rúa Orozco

Coorientador: Adriano Viana Ensinas

Dissertação (Mestrado Profissional) - Universidade Federal de Lavras, 2025.

Bibliografia.

1. Energia solar fotovoltaica. 2. Modelagem econômica. 3. Simulação de Monte Carlo. 4. CAPEX. 5. OPEX. I. José Rúa Orozco, Dimas. II. Viana Ensinas, Adriano. III. Universidade Federal de Lavras. IV. Título.

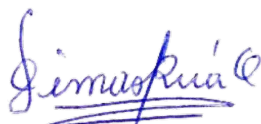
VIRGILIO JUMA ALI

**AVALIAÇÃO ESTOCÁSTICA DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE
PROJETOS PARA PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE MEDIANTE
ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM MINAS GERAIS**

**STOCHASTIC EVALUATION OF THE ECONOMIC VIABILITY OF
PROJECTS FOR THE PRODUCTION OF GREEN HYDROGEN USING
PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY IN MINAS GERAIS**

Dissertação apresentada à Universidade Federal de Lavras, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Ambiental, área de concentração em Mudanças Climáticas, Energia e Poluição Atmosférica, para a obtenção do título de Mestre.

APROVADO, em 15 de julho de 2025,
Dr. Dimas José Rúa Orozco - UFLA
Dr. Adriano Viana Ensinas - UFLA
Dra. Bruna Oliveira Passos e Silva Siqueira -UFLA
Dr. Reynaldo Palacios Bereche - UFABC



Prof. Dr. Dimas José Rúa Orozco
Orientador

Prof. Dr. Adriano Viana Ensinas
Co-orientador

**LAVRAS – MG
2025**

*À minha família, em especial aos meus estimados pais Juma Ali e Sonia Maria Da Conceição
de Barros, a quem eu devo tudo o que me tornei.*

Dedico

AGRADECIMENTOS

A Deus em primeiro lugar, pelo dom da vida, por se fazer presente em todos os momentos da minha vida e em particular nessa caminhada acadêmica. Universidade Federal de Lavras, em especial ao programa de pós-graduação em Engenharia Ambiental, pela estrutura e oportunidade.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Fundação de Amparo à pesquisa do estado de Minas Gerais – Brasil (FAPEMIG) – PROCESSO N° RED-00090-21. A todos os professores do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Ambiental (PPGEAMB) da Universidade Federal de Lavras (UFLA), por todos os conhecimentos transmitidos e por toda atenção, paciência e zelo que têm com os alunos. Em especial, ao Prof. Dr. Dimas José Rúa Orozco e ao Prof. Dr. Adriano Viana Ensinas pela belíssima orientação, pelo aprendizado e experiência, pelo apoio, paciência e motivação durante todo o processo.

Aos meus pais Juma Ali e Sonia Maria Da Conceição de Barros, pelo cuidado contínuo, amor, compreensão, dedicação e apoio incondicional em tudo e quando eu precisei, durante essa longa caminhada. Foi graças a você que cheguei até aqui! Aos meus irmãos, Leonel, Selma e Age, aos meus Tios, Zé, Ângela e Domingas, aos meus primos Alves, Delton, Ivan e Solange, pelo apoio físico/emocional e carinho, vocês são o bem mais precioso que Deus me deu. Sou eternamente grato. Essa vitória é de todos nós! À minha namorada Naomy Nelson Timba, por me trazer tranquilidade, alegria e forças para continuar, sempre que achei que não daria conta, pelo companheirismo e acima de tudo por todo amor. Aos meus colegas do “programa” em especial a Halima Khalid, Samuel Alberto Ouana, Thais Caroline Da Cruz, Ferney Algarra Rincone Daniel Azevedo, obrigado pela amizade e pelo suporte. Aos estudantes de educação física e desporto da UFLA, em especial ao Marcus de Andrade, Tiago de Andrade, Menezes, Caio e Edu. E a todos os discentes do programa de Engenharia Ambiental, pelo aprendizado.

A todos os meus amigos que foram um presente nessa caminhada, pela compreensão e momentos de alegria, Yannick Langa, Ali Momade, Chaid Acácio Mussalafo, Ostólito Mutaliano, Clinton Madeira, Amoda Deniasse, Mercês Sampo e Sergio de Azevedo. Obrigado a todos que direta ou indiretamente contribuíram de alguma forma para o meu percurso acadêmico.

RESUMO

A produção de hidrogênio verde tem sido considerada uma alternativa promissora na transição energética devido ao seu potencial de descarbonização. No entanto, desafios associados aos elevados custos de produção, às incertezas tecnológicas e às variações macroeconômicas ainda limitam suas previsões econômicas em diferentes contextos. Diante disso, este estudo fez uma análise estocástica de projetos relacionados à implementação de projetos de hidrogênio verde, utilizando o método de Monte Carlo para avaliar sua previsão por meio de sistemas fotovoltaicos no estado de Minas Gerais. A modelagem foi baseada em sete variáveis críticas: CAPEX dos sistemas fotovoltaicos e dos eletrolisadores, irradiação solar, preço de venda do hidrogênio (H_2), taxa de câmbio, taxa de juros e tipo de eletrolisador (PEM, AEL, SOE). Na simulação, foram utilizados parâmetros baseados na literatura, o que foi comprovado em apenas 6,16% dos cenários com valor presente líquido positivo. Dessa forma, os resultados mostraram que os projetos viáveis estavam, majoritariamente, associados a um CAPEX do eletrolisador inferior a R\$ 1.000/kW e um CAPEX do sistema fotovoltaico entre R\$ 2.800/kWp e R\$ 3.800/kWp. Nos cenários inviáveis, por outro lado, esses valores ultrapassaram R\$ 2.400/kW e R\$ 4.900/kWp, com maior destaque para o eletrolisador SOE. Nesta senda, o preço de venda do hidrogênio foi definido entre 30 e 40 R\$/kg, e observou-se que os preços abaixo de 30 R\$/kg apresentam baixa probabilidade econômica. A modelagem mostrou que, a taxa de juros deverá ser inferior a 10% ao ano. Taxas mais baixas, entre 1% e 8% ao ano, aumentam a rentabilidade do projeto. Em contrapartida, taxas elevadas, como 14%, resultam em VPL negativo. A irradiação solar foi destacada como um fator determinante, é necessário que a irradiação esteja entre 5,0 e 6,5 kWh/m²/dia, valores abaixo desse intervalo inviabilizam economicamente o projeto. Verificou-se, ainda, que determinadas microrregiões de Minas Gerais apresentavam condições adequadas à produção de hidrogênio verde. Desta feita, com o apoio de uma ferramenta computacional desenvolvida neste estudo, uma análise de sensibilidade revelou que o VPL dos projetos é fortemente influenciado pelo CAPEX dos eletrolisadores, seguido pelo preço de venda do hidrogênio e pela taxa de juros, respectivamente.

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica; Modelagem econômica; Simulação de Monte Carlo; CAPEX; OPEX; Valor presente líquido (VPL); Análise de sensibilidade; Hidrogênio verde.

ABSTRACT

The production of green hydrogen has been considered a promising alternative in the energy transition due to its decarbonization potential. However, challenges associated with high production costs, technological uncertainties, and macroeconomic fluctuations still limit its economic forecasts in different contexts. Given this, this study conducted a stochastic scenario analysis using the Monte Carlo method to evaluate green hydrogen production projects through photovoltaic systems in the state of Minas Gerais, Brazil. The modeling was based on seven critical variables: CAPEX of photovoltaic systems and electrolyzers, solar irradiation, hydrogen (H₂) selling price, exchange rate, interest rate, and type of electrolyzer (PEM, AEL, SOE). In the simulation, parameters based on the literature were used, which resulted in only 6.16% of scenarios with a positive net present value. The results showed that viable projects were mostly associated with an electrolyzer CAPEX below R\$ 1,000/kW and a photovoltaic system CAPEX between R\$ 2,800/kWp and R\$ 3,800/kWp. In non-viable scenarios, on the other hand, these values exceeded R\$ 2,400/kW and R\$ 4,900/kWp, with the SOE electrolyzer standing out as particularly costly. The hydrogen selling price was set between R\$ 30/kg and R\$ 40/kg, and it was observed that prices below R\$ 30/kg had low economic probability. The modeling indicated that the interest rate should be below 10% per year. Lower rates, between 1% and 8% per year, increased project profitability. Conversely, higher rates, such as 14%, resulted in a negative NPV. Solar irradiation was highlighted as a determining factor, with values between 5.0 and 6.5 kWh/m²/day being necessary for viability. Values below this range rendered the project economically unfeasible. Additionally, certain micro-regions in Minas Gerais were found to have suitable conditions for green hydrogen production. Using a computational tool developed in this study, a sensitivity analysis revealed that the NPV of the projects is strongly influenced by the CAPEX of electrolyzers, followed by the hydrogen selling price and the interest rate, respectively.

Keywords: Photovoltaic solar energy; Economic modeling; Monte Carlo simulation; CAPEX; OPEX; Net present value (NPV); Sensitivity analysis; Green hydrogen.

INDICADORES DE IMPACTO

O presente estudo, ao avaliar as previsões econômicas de projetos de produção de hidrogênio verde a partir de energia solar fotovoltaica em Minas Gerais, gera impactos tecnológicos relevantes, ao contribuir para o avanço do conhecimento aplicado sobre integração entre geração fotovoltaica e sistemas de eletrólise (PEM, AEL e SOE). Os modelos de dimensionamento, as análises de sensibilidade e a aplicação da simulação de Monte Carlo apresentadas fornecem subsídios para a tomada de decisão em projetos futuros. Em termos econômicos, os resultados obtidos por meio dos indicadores Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *Payback* permitem estimar a atratividade financeira de diferentes configurações de projeto, oferecendo suporte técnico para investidores e formuladores de políticas públicas. Os impactos ambientais e sociais estão associados ao potencial de redução das emissões de gases de efeito estufa e à promoção de uma matriz energética mais limpa e descentralizada. Essa contribuição é relevante para o cumprimento das metas brasileiras de descarbonização e para o fortalecimento de cadeias produtivas ligadas às energias renováveis, com geração de combustíveis energéticos e estímulo à economia local, especialmente em regiões com alto potencial solar, como o norte de Minas Gerais. O caráter extensionista manifesta-se no potencial de transferência de resultados para órgãos públicos, empresas e entidades da sociedade civil, fortalecendo a tomada de decisão e incentivando a adoção de tecnologias de baixo carbono. O território diretamente beneficiado compreende o estado de Minas Gerais, com possibilidade de aplicação em outras regiões do Brasil com perfil solarimétrico semelhante. Os impactos deste trabalho relacionam-se às áreas temáticas da Política Nacional de Extensão, sendo elas Meio ambiente, Tecnologia e produção e Trabalho. Além disso, a pesquisa está alinhada aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) da ONU, especificamente o ODS 7 (Energia acessível e limpa), ODS 9 (Indústria, inovação e infraestrutura), ODS 11 (Cidades e comunidades sustentáveis) e ODS 13 (Ação contra a mudança global do clima).

IMPACT INDICATORS

This study, by evaluating the economic forecasts of green hydrogen production projects powered by photovoltaic solar energy in Minas Gerais, generates significant technological impacts by contributing to the advancement of applied knowledge on the integration of photovoltaic generation with electrolysis systems (PEM, AEL, and SOE). The sizing models, sensitivity analyses, and the application of Monte Carlo simulation presented herein provide valuable input for decision-making in future projects. From an economic perspective, the results obtained through the indicators Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), and Payback Period allow for the assessment of the financial attractiveness of different project configurations, offering technical support for investors and policymakers. The environmental and social impacts are associated with the potential reduction of greenhouse gas emissions and the promotion of a cleaner and more decentralized energy matrix. This contribution is relevant for meeting Brazil's decarbonization targets and for strengthening value chains linked to renewable energies, with the generation of energy carriers and stimulation of the local economy, especially in regions with high solar potential, such as northern Minas Gerais. The extensionist aspect is evidenced by the potential transfer of results to public agencies, companies, and civil society organizations, thereby strengthening decision-making processes and encouraging the adoption of low-carbon technologies. The territory directly benefited includes the state of Minas Gerais, with the possibility of application in other regions of Brazil with similar solarimetric profiles. The impacts of this work are related to the thematic areas of the National Extension Policy, namely Environment, Technology and Production, and Labor. Furthermore, the research aligns with the United Nations Sustainable Development Goals (SDGs), specifically SDG 7 (Affordable and Clean Energy), SDG 9 (Industry, Innovation and Infrastructure), SDG 11 (Sustainable Cities and Communities), and SDG 13 (Climate Action).

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1- Energia específica de diferentes combustíveis	19
Figura 2- Evolução da utilização do hidrogênio.....	21
Figura 3- Princípio esquemático de funcionamento da eletrolise.....	27
Figura 4- Princípio Esquemático da eletrolise da água AEM.....	29
Figura 5- Princípio Esquemático da eletrolise da água PEM	31
Figura 6- Princípio Esquemático da eletrolise da água SOE.....	32
Figura 7- Estrutura econômica do modelo de produção de hidrogênio verde.....	48
Figura 8- Distribuição probabilísticas para a irradiação solar em Minas Gerais.....	50
Figura 9- Indicadores econômicos por tipo de eletrolisador	57
Figura 10- Histograma de probabilidade	58
Figura 11- Análise de sensibilidade	63

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Tipos de hidrogênio, tecnologias e custos	22
Tabela 2- Características técnicas da tecnologia eletrolise.....	26
Tabela 3- Custos do sistema eletrolítico	37
Tabela 4- Parâmetros técnicos e econômicos utilizados na modelagem	49
Tabela 5- Funções de probabilidades usadas no método de Monte Carlo	50
Tabela 6- Quantidade de H ₂ em função dos tipos de eletrolisadores.....	55
Tabela 7- Análise econômica na produção de hidrogênio	56
Tabela 8- Análise econômica da produção de hidrogênio - Simulação de Monte Carlo	59
Tabela 9- Probabilidade de VPL Positivo nas Simulações de Monte Carlo	60

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AEL	Eletrólise alcalina
AEM	Membrana de troca aniônica
CAPEX	Despesa de capital
CO	Monóxido de carbono
CO ₂	Dióxido de carbono
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FAA3-50	Tipo de membrana desenvolvida pela <i>Fumatech</i>
H ₂	Hidrogênio
HER	Reação de evolução de hidrogênio
AIE	Agência Internacional de Energia
IRENA	Agência internacional de energia renovável
ISO	Organização internacional para padronização
KOH	Hidróxido de potássio
LCOE	Custo nivelado de energia
LCOH	Custo nivelado do hidrogênio
MCM	Método monte Carlo
MOFs	Estruturas metalorgânicas
OER	Reação de evolução de oxigênio
OPEX	Despesa operacional
PB	<i>Payback</i> (Tempo de Retorno de Capital)
PCI	Poder calorífico inferior
HHV	Poder calorífico superior
PEM	Membrana de troca de Prótons
Pin W	Potência elétrica de entrada no eletrolisador
SOE	Eletrólise de óxidos sólidos
TIR	Taxa interna de retorno
TRC	Tempo de retorno do capital
MTOE	Milhões de toneladas de óleo equivalente
USD	Dólar Dos Estados Unidos
VPL	Valor presente líquido
Volts	Unidade de medida da tensão elétrica

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	14
1.1. Justificativa	16
1.2. Objetivos.....	16
1.2.1. Objetivo geral.....	16
1.2.2. Objetivos específicos	16
1.3. Estrutura da dissertação	17
2. REFERENCIAL TEÓRICO	18
2.1. Energia fotovoltaica na produção de hidrogênio verde	18
2.2. Hidrogênio: propriedades e suas aplicações	19
2.3. Métodos de Produção de Hidrogênio.....	20
2.3.1. Produção de hidrogênio via Gaseificação	22
2.3.2. Produção de hidrogênio via Reforma a Vapor do Metano	23
2.3.3. Produção de hidrogênio via Biomassa	24
2.3.4. Produção de hidrogênio via Eletrólise	24
2.4. Tecnologias de Eletrólise da água	25
2.4.1. Eletrólise da água com membrana de troca aniônica.....	28
2.4.2. Eletrolise da água por PEM.....	30
2.4.3. Eletrolise da água por óxidos sólidos	31
2.5. Tecnologias de armazenamento	33
2.6. Métodos estocásticos e simulação de Monte Carlo	34
2.6.1. Procedimento de simulação de Monte Carlo.....	36
2.6.2. Aplicações e benefícios da simulação de Monte Carlo	36
2.7. Custos associados a produção de hidrogênio verde	36
2.8. Indicadores econômicos	37
2.8.1. Valor presente Líquido.....	38
2.8.2. Taxa Interna de Retorno (TIR)	38
2.8.3. Tempo de retorno de capital (TRC) ou <i>payback</i> (PB)	39
2.8.4. Custo nivelado do hidrogênio (LCOH).....	40

2.8.5. Análise de Sensibilidade	40
2.9. Avanços na produção de hidrogênio verde através de tecnologias e custos associados a produção	41
3. METODOLOGIA.....	45
3.1. Modelo solar fotovoltaico.....	45
3.2. Potência do eletrolisador.....	46
3.3. Produção de hidrogênio	46
3.4. Modelo econômico	47
3.5. Parâmetros de entrada para a modelagem (caso base).....	48
3.6. Ferramenta computacional.....	53
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	55
4.1. Modelos propostos para produção de energia e hidrogênio verde	55
4.2. Estrutura econômica do modelo	55
4.3. Caso base.....	56
4.4. Avaliação do risco econômico pelo meio da simulação de Monte Carlo	58
4.4.1. Simulação de cenários	59
4.5. Análise de sensibilidade	62
4.6. Ferramenta computacional.....	64
4.6.1. Geração de energia solar	64
4.6.2. Produção de hidrogênio	64
4.6.3. Análise econômica.....	64
5. CONCLUSÕES.....	66
6. REFERÊNCIAS.....	67
APÊNDICE A: FERRAMENTA COMPUTACIONAL.....	83
APÊNDICE B: SIMULAÇÃO DE CENÁRIOS.....	85

1. INTRODUÇÃO

À medida que a demanda global por energia continua a crescer, impulsionada pelo aumento da população e dos padrões de vida, bem como pelo desenvolvimento industrial em países em desenvolvimento, a necessidade de produção energética mais sustentável e ambientalmente consciente torna-se cada vez mais urgente (El-Shafie et al., 2019). De acordo com a Revisão Global do Hidrogênio da Agência Internacional de Energia (AIE), a demanda global de hidrogênio atingiu 97 milhões de toneladas em 2023, com menos de 1% dessa produção proveniente de fontes de baixo carbono. Isso mostra que mais de 99% do hidrogênio produzido atualmente é derivado de combustíveis fósseis sem mitigação de emissões (IEA, 2024a). Além disso, a oferta global de energia primária atingiu aproximadamente 14.820 MTOE (milhões de toneladas equivalentes de petróleo) em 2022, com tendência de crescimento contínuo até 2030. No entanto, a participação dos combustíveis fósseis, que historicamente representava cerca de 80% da matriz energética global, deve diminuir para 73% até 2030, segundo projeções da Agência Internacional de Energia. Isso demonstra que, embora haja avanços na transição energética, os combustíveis fósseis ainda desempenham um papel significativo, contribuindo para as emissões de gases de efeito estufa e para o agravamento do aquecimento global e da poluição ambiental (ENERDATA, 2024; IEA, 2024a; KPMG, 2024).

Neste contexto, o Brasil tem metas ambiciosas para a preservação ambiental, como os compromissos reforçados no Acordo de Paris para reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 37% até 2025 e 50% até 2030, em relação aos níveis de 2005, além de alcançar a neutralidade de carbono até 2050 (IBF, 2024). O país também busca combater o desmatamento ilegal, ampliar a participação de fontes renováveis na matriz energética, promover o manejo sustentável dos recursos hídricos e implementar políticas de reciclagem e economia circular (NU, 2024). No nível estadual, Minas Gerais também tem mostrado um papel significativo na agenda ambiental, com iniciativas inovadoras à preservação dos biomas Mata Atlântica, Cerrado e Caatinga, além de programas de recuperação de nascentes e revitalização de bacias hidrográficas (SEMAD, 2024). O estado investe na fiscalização ambiental, recuperação de áreas degradadas pela mineração, incentivo à geração de energia solar e eólica, promoção da educação ambiental e no desenvolvimento do hidrogênio verde (H_2) como estratégias para alcançar o desenvolvimento sustentável (ALM, 2024a). Além disso, a Lei nº 24.940, de 26 de julho de 2024, aprovada em Minas Gerais, estabelece uma política estadual para o hidrogênio verde e de baixo carbono, com metas de descarbonização, estímulos fiscais, incentivos à produção, ao uso e ao desenvolvimento tecnológico (ALM, 2024b).

Portanto, o rápido desenvolvimento de tecnologias alternativas de energia verde é essencial para atender às demandas energéticas globais e ao desenvolvimento sustentável. Com isso, o Acordo de Paris, adotado em 2015 por 196 países, tem como meta limitar o aumento da temperatura global a no máximo 1,5°C, identificando a necessidade urgente de reduzir as emissões de gases de efeito estufa (IRENA, 2022). Muitos países têm implementado políticas energéticas ambientalmente amigáveis com o objetivo de alcançar a descarbonização e promover o desenvolvimento sustentável. Muitos países têm políticas energéticas seguras para promover a descarbonização. Por exemplo, a Coreia do Sul, a Alemanha e o Canadá estabeleceram planos para reduzir significativamente suas emissões de gases de efeito estufa até 2030 (IRENA, 2021a).

Na medida em que a busca por sustentabilidade ganha destaque, instituições de pesquisa e organizações em todo o mundo direcionam seus esforços para o desenvolvimento de tecnologias inovadoras capazes de aproveitar fontes renováveis para a geração de energia e combustíveis ecologicamente sustentáveis (IEA, 2023a). Nesse cenário, o hidrogênio surge como uma alternativa, destacando-se por ser o elemento mais abundante no universo e por suas propriedades únicas, como sua alta densidade energética gravimétrica, de 120 MJ/kg, significativamente superior à da gasolina (46 MJ/kg) e do gás natural (53 MJ/kg), embora sua densidade energética volumétrica seja inferior devido à sua baixa densidade em estado gasoso (IEA, 2021).

Apesar do potencial do hidrogênio como transportador de energia renovável e ambientalmente amigável, ele ainda enfrenta barreiras técnicas relevantes, especialmente relacionadas à separação de suas fontes químicas, além de desafios logísticos no transporte e armazenamento. A superação desses obstáculos é fundamental para viabilizar o uso generalizado do hidrogênio como uma fonte de energia limpa, contribuindo assim para a mitigação das mudanças climáticas e a promoção de um sistema mais verde e sustentável.

Diante desse cenário global, esta pesquisa tem como objetivo avaliar a viabilidade econômica de projetos de produção de hidrogênio verde a partir da energia solar fotovoltaica em Minas Gerais. Para isso, será utilizada uma abordagem estocástica baseada no método de Monte Carlo, permitindo a análise de incertezas e a obtenção de projeções mais realistas sobre custos, receitas e rentabilidade. A investigação inclui a modelagem de diferentes cenários de produção, considerando variações nos custos de investimento, eficiência dos eletrolisadores e fatores de mercado. Assim, a pesquisa visa fornecer subsídios técnicos e econômicos para o desenvolvimento sustentável do hidrogênio verde como vetor energético.

1.1. Justificativa

A necessidade de soluções energéticas sustentáveis tem se tornado um tema central no cenário global, devido ao crescimento da demanda por energia e às metas internacionais de redução de emissões de gases de efeito estufa. O hidrogênio verde, produzido a partir da eletrólise da água utilizando energia renovável, surge como uma alternativa promissora para a transição energética, reduzindo a dependência dos combustíveis fósseis e minimizando impactos ambientais. Minas Gerais, com seu alto potencial para geração de energia solar fotovoltaica, apresenta um ambiente favorável para a implementação de projetos de produção de hidrogênio verde. No entanto, a viabilidade econômica desses projetos ainda é um desafio, uma vez que envolve custos iniciais elevados, além de variáveis econômicas e operacionais complexas. Dessa forma, uma avaliação estocástica que considere incertezas e flutuações de mercado é essencial para fornecer uma visão mais realista sobre a viabilidade desses empreendimentos. A ferramenta computacional desenvolvida neste estudo permite modelar a produção de hidrogênio verde com base em dados técnicos e financeiros reais, oferecendo suporte para decisões estratégicas. Com a simulação de Monte Carlo, a ferramenta possibilita a análise de diferentes cenários e riscos associados, permitindo uma compreensão mais precisa dos fatores que influenciam a viabilidade econômica do hidrogênio verde em Minas Gerais. Assim, esta pesquisa contribui para o desenvolvimento de políticas públicas e estratégias empresariais voltadas à descarbonização da matriz energética e ao crescimento sustentável do setor energético.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo geral

Avaliar a viabilidade econômica de projetos de produção de hidrogênio verde a partir da energia solar fotovoltaica em Minas Gerais, por meio de análises estocásticas baseadas no método de Monte Carlo.

1.2.2. Objetivos específicos

- a) Desenvolver um modelo técnico-econômico integrado;
- b) Analisar as condições econômicas de sistemas de produção de hidrogênio verde;
- c) Identificar as variáveis de maior impacto nas variáveis econômicas;
- d) Desenvolver uma ferramenta computacional.

1.3. Estrutura da dissertação

Além deste primeiro capítulo, no qual são apresentados a introdução, os objetivos e a justificativa, esta dissertação está organizada em mais quatro capítulos.

No Capítulo 2, apresenta-se o referencial teórico, que abrange os fundamentos sobre o hidrogênio, seus métodos e tecnologias de produção e armazenamento, bem como a descrição do método estocástico utilizado, os custos associados à produção de hidrogênio verde e os indicadores econômicos empregados na avaliação desses sistemas.

O Capítulo 3 descreve a metodologia adotada para o desenvolvimento do estudo, incluindo as premissas consideradas, o dimensionamento do sistema, a produção de hidrogênio verde, a análise econômica e a análise de sensibilidade.

No Capítulo 4, são apresentados os resultados obtidos a partir da aplicação da abordagem estocástica para a avaliação econômica de projetos de hidrogênio verde.

Por fim, o Capítulo 5 reúne as conclusões do trabalho.

Além dos capítulos, a dissertação conta ainda com um conjunto de Apêndices, que apresentam a interface da ferramenta computacional desenvolvida, assim como os resultados das simulações dos cenários econômicos.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

Este capítulo visa apresentar os fundamentos teóricos essenciais para a compreensão da produção de hidrogênio por eletrólise da água utilizando energia solar. A produção de hidrogênio é uma área em expansão, especialmente em um contexto de busca por fontes de energia limpas.

2.1. Energia fotovoltaica na produção de hidrogênio verde

Na busca por alcance a descarbonização na produção de hidrogênio e fornecer soluções para a crise energética e as alterações climáticas, alternativas promissoras vem ganhando destaque, como a energia fotovoltaica. A energia fotovoltaica é uma fonte abundante e renovável, captada da radiação solar. Ela possui a capacidade de funcionar sem a necessidade de uma supervisão constante. Os sistemas fotovoltaicos apresentam longa vida útil, alta confiabilidade, baixo custo de manutenção e é definida como energia descentralizada, que acaba eliminando a dificuldade da distribuição de energia por fios (Singh, 2013; Louwen e Van Sark, 2019). Esta alternativa por sua vez, é caracterizada como uma fonte de energia intermitente por produzir energia significativa em determinados períodos, sendo diretamente dependentes das condições climáticas. A dependência da energia solar pela intensidade da irradiação solar ao longo do dia, resulta na necessidade de armazenar energia com a finalidade de tornar a fonte de eletricidade eficiente e estável. Sendo assim, o uso de baterias convencionais e baterias fluxo redox vem sendo estudadas a fim de solucionar essa inconstância (Chen et al., 2009; Al-Shetwi et al., 2022; Worku, 2022). Dessa forma o uso de dispositivos de armazenamento é importante no cenário em que a produção de energia é superior à demanda. Entretanto, vale destacar que as baterias possuem uma vida útil curta e precisam ser trocadas, resultando em custos significativos. Sendo assim, uma estratégia possível para esse cenário é o armazenamento de energia na forma de hidrogênio, pois este é capaz de reter grandes quantidades de energia por longos períodos (Ganiyu et al., 2020; Almutairi et al., 2021).

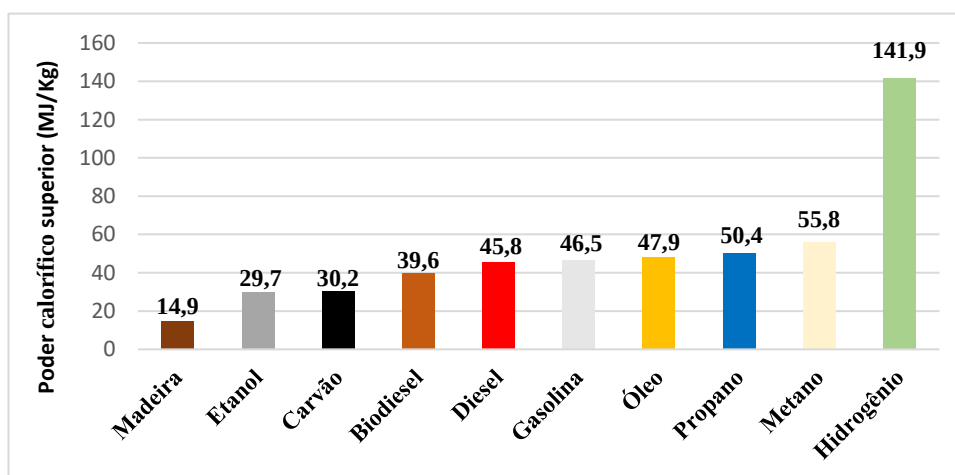
Atualmente, as fontes renováveis de energia representam cerca de 17% da eletricidade global, sendo que a energia solar fotovoltaica responde por aproximadamente 4,5% desse total. Com o aumento da capacidade instalada, espera-se que esse número cresça significativamente, podendo atingir cerca de 20% até 2040 (Egeland-Eriksen et al., 2021; Ramasamy et al., 2022; WSJ, 2023). Além disso, o custo da energia solar fotovoltaica vem apresentando uma redução acelerada ao longo dos anos. De acordo com a IRENA (2020), entre 2010 e 2018, os custos médios globais dessa tecnologia caíram aproximadamente 35% para sistemas residenciais e 77% para usinas de grande escala, respectivamente. Em 2023, o custo médio global da eletricidade

proveniente de novos projetos de energia fotovoltaica diminuiu 12% em relação ao ano anterior, 2022 (ABSOLAR, 2023). Esse declínio é resultado de um maior direcionamento do mercado energético e fortes subsídios às fontes renováveis. Em decorrência disso, têm sido produzidos materiais altamente eficientes e cada vez mais avançados. Diante desse cenário, a busca por uma produção de hidrogênio verde de baixo custo torna-se cada vez mais próxima. Assim com essa trajetória decrescente dos gastos junto com a queda nos preços dos eletrolisadores, espera-se uma redução do custo do hidrogênio verde de aproximadamente US\$ 6/kg em 2020, para um entre US\$ 1,50 e US\$ 2,50/kg até 2030 (IRENA, 2020a, 2024a).

2.2. Hidrogênio: propriedades e suas aplicações

O hidrogênio é o elemento químico mais simples e leve da natureza. Na Terra, ele é encontrado combinado com outras substâncias, como na água e no gás natural. O hidrogênio gasoso tem uma densidade de 0,0899 kg/Nm³, sendo 15 vezes mais leve que o ar. Ele é um gás incolor, inodoro e não tóxico, porém altamente reativo. Seus limites de inflamabilidade no ar variam de 4 a 75% em volume, e no oxigênio de 4 a 95% em volume (Keçebaş e Kayfeci, 2019; IGEM, 2022; Baral e Šebo, 2024a). O hidrogênio é o combustível com a maior quantidade de energia por unidade de massa, apresentando um poder calorífico superior de 39,42 kWh/kg (ou 141,9 MJ/kg), o que representa um dos maiores valores entre os combustíveis disponíveis. Essa energia liberada por unidade de massa é de 2 a 3 vezes maior em comparação com combustíveis convencionais, como biodiesel, etanol, metanol, gás natural e gás liquefeito de petróleo. A Figura 1 apresenta uma comparação dos poderes caloríficos superiores a esses combustíveis, expressos em kJ/kg.

Figura 1- Energia específica de diferentes combustíveis



Fonte: Adaptado de Suleman (2015)

Observa-se, na Figura 1, que o hidrogênio supera todos os demais combustíveis avaliados, demonstrando seu alto potencial energético. Por exemplo, enquanto o diesel apresenta um poder calorífico de aproximadamente 45,8 MJ/kg, o hidrogênio atinge 141,9 MJ/kg, evidenciando uma densidade energética significativamente maior. (Suleman et al., 2015; Goldmeier, 2019; Badea, 2021; Zvada et al., 2022).

Além disso, o hidrogênio é um combustível limpo, gerando apenas água como subproduto da combustão. É um portador de energia de alta qualidade, adequado para uso em células a combustível. Pode ser produzido a partir de várias fontes de energia, sendo a energia renovável a mais atraente de todas. O hidrogênio pode ser armazenado em diferentes formas, como gás, líquido ou hidretos metálicos, dependendo do uso final desejados (Suleman et al., 2015; Hassan et al., 2023a).

Na indústria, o hidrogênio é utilizado no refino de petróleo, na produção de amônia e, em menor escala, no refino de metais como níquel, tungstênio, molibdênio, cobre, zinco, urânio e chumbo (Harvey et al., 2022; Hassan et al., 2023a). Ele também pode ser aplicado em transporte, aquecimento e geração de energia elétrica (Suleman et al., 2015).

O conceito de economia do hidrogênio foi lançado por John Bockris em 1970, referindo-se a um futuro no qual o hidrogênio desempenharia um papel central na matriz energética global, sendo produzido por processos ambientalmente limpos e de baixo custo, utilizando energias renováveis (Harvey et al., 2022). Em relação à produção global de hidrogênio, dados da IEA (2024b), mostram que aproximadamente 67% do hidrogênio foi obtido a partir da reforma do gás natural, 30% pela indústria do petróleo, 20% pela gaseificação do carvão, 3,9% pela eletrólise e 0,1% por outros processos. A produção de hidrogênio a partir de fontes não renováveis, como combustíveis fósseis, gera emissões de gases de efeito estufa. Portanto, para reduzir o impacto ambiental, é preferível a produção de hidrogênio a partir de fontes renováveis no contexto da economia do hidrogênio.

2.3. Métodos de Produção de Hidrogênio

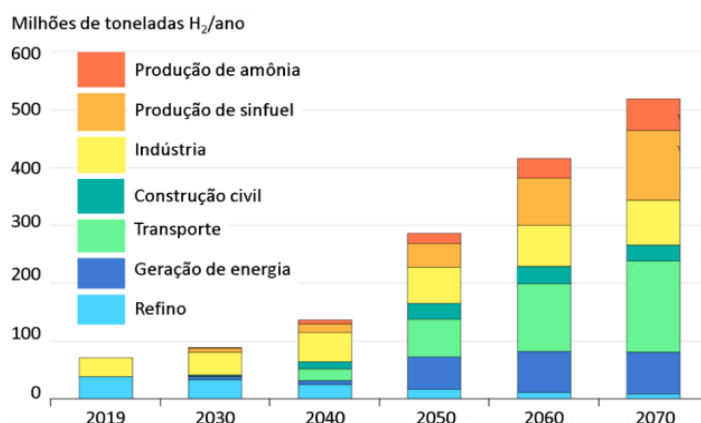
A importância do hidrogênio está relacionada com sua versatilidade de obtenção e sua importante função de se tornar um armazenador de energia a longo prazo, com a finalidade de auxiliar o sistema elétrico com a inserção de fontes renováveis, possibilitando o armazenamento de energia gerada por fontes intermitentes, como a solar e a eólica. Dessa forma, ele auxilia o sistema elétrico na inserção de fontes renováveis e contribui para a transição energética. Assim, reconhecida a importância desse recurso, torna-se necessário a compreensão das formas de

produção de hidrogênio, destacando-se as vantagens e desvantagens de cada processo (Al Nashrey, 2022). Vários métodos de produção de hidrogênio são tratados na literatura, sendo classificados em renováveis e não renováveis. Entre as fontes não renováveis, destacam-se a reforma do gás natural e a gaseificação de carvão mineral. Enquanto os processos renováveis incluem a gaseificação de biomassa, a eletrólise da água (alimentada por energia solar ou eólica) e os processos biológicos (El-Emam e Özcan, 2019).

Historicamente, o hidrogênio tem sido amplamente utilizado como matéria-prima nos setores industriais, como na produção de amônia e em refinarias (Pinsky et al., 2020). Entretanto, seu papel como fonte de energia renovável tem ganhado maior relevância, especialmente com o avanço de aplicações em setores como transporte limpo (utilização em células a combustível) e armazenamento de energia, conforme destacado por (IEA, 2024b).

A Figura 2 apresenta a evolução da utilização do hidrogênio em diferentes setores ao longo dos anos. Nota-se um crescimento significativo no consumo, especialmente nos segmentos de refino de petróleo e produção de amônia, que representam a maior parte da demanda. Além disso, observa-se um aumento gradual do uso do hidrogênio em outras aplicações, como a produção de metanol, processos de redução direta de ferro (DRI) e outras aplicações industriais.

Figura 2- Evolução da utilização do hidrogênio



Fonte: Adaptado do IEA, (2023b)

É crucial entender que o hidrogênio pode ser classificado em diferentes categorias, dependendo do método de produção utilizado. Embora na Terra seja encontrado principalmente combinado com outros elementos em moléculas como água e hidrocarbonetos, pesquisas recentes indicam a presença de hidrogênio branco, uma forma natural do gás. Portanto, quando nos referimos à produção de hidrogênio, estamos falando do processo de separação dessas moléculas para obter o hidrogênio puro (Mosca et al., 2020).

O processo de separação das moléculas requer energia, e o tipo de hidrogênio produzido é determinado pela tecnologia empregada nesse processo, bem como pela fonte de energia utilizada e seu impacto ambiental associado.

Conforme discutido por Shiva Kumar e Lim, (2022a), existem diversas classificações para o hidrogênio, conforme seu método de produção. O hidrogênio Preto e o Castanho são obtidos por meio da gaseificação de carvão betuminoso e linhito, respectivamente, resultando em altas emissões de CO₂. O hidrogênio Cinzento, produzido pela reforma a vapor com metano, tem emissões de CO₂ mais baixas, mas ainda é considerado poluente. Por sua vez, o hidrogênio Azul é obtido pelo mesmo processo que o Cinzento, mas a maior parte do CO₂ é capturada e armazenada, reduzindo sua pegada ambiental. A Tabela 1 apresenta as tecnologias, os custos e os tipos de hidrogênio. Portanto, o hidrogênio verde é produzido por eletrólise da água, utilizando energia elétrica de fontes renováveis, o que minimiza seu impacto ambiental (Dawood et al., 2020).

Tabela 1- Tipos de hidrogênio, tecnologias e custos

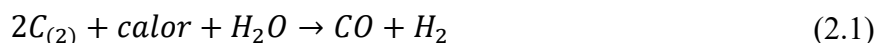
Cor	Tecnologia	Fonte de produção	Produtos da reação	Custo (\$ kg/H ₂)	Emissões de CO ₂
Hidrogênio Castanho	Gaseificação	Carvão castanho (Lignite)	H ₂ + CO ₂	1,2-2,1	Elevada
Hidrogênio Preto	Gaseificação	Carvão preto (Hulha)	H ₂ + CO ₂	1,2-2,1	Elevada
Hidrogênio Cinzento	Reforma a vapor	Gás natural	H ₂ + CO ₂ (Libertado)	1-2,1	Média
Hidrogênio Azul	Reforma a vapor + captura de carbono	Gás natural	H ₂ + CO ₂ (85-95 % capturado)	1,5-2,9	Baixa
Hidrogênio Verde	Eletrólise	Água	H ₂ + O ₂	3,6-5,8	Desprezível

Fonte: Adaptado de Shiva Kumar e Lim, (2022).

2.3.1. Produção de hidrogênio via Gaseificação

A gaseificação é um processo termoquímico que converte materiais carbonáceos, como carvão, biomassa e resíduos sólidos, em gás de síntese (*syngas*), composto principalmente por monóxido de carbono (CO) e hidrogênio (H₂). Esse processo ocorre a altas temperaturas (entre 800 °C e 1200 °C), na presença controlada de agentes gasificantes como vapor d'água (H₂O), oxigênio (O₂) ou ar. Na chamada *steam gasification* (gaseificação a vapor d'água), o vapor reage com o carbono do material de origem para formar CO e H₂, mediante a Equação 2.1. Após essa

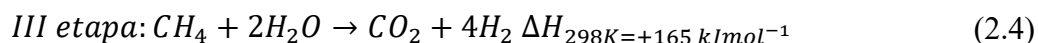
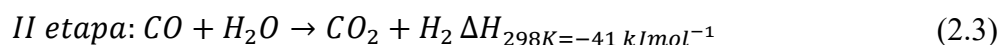
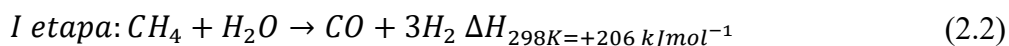
reação, o hidrogênio ainda está misturado com outros gases e, portanto, precisa ser separado. A separação do H_2 pode ser feita por diferentes tecnologias, como absorção com solventes físicos ou químicos, membranas de separação ou adsorção por variação de pressão (PSA - *Pressure Swing Adsorption*). Cada técnica possui vantagens dependendo da pureza desejada e do custo energético.



Dentre os tipos de carvão geralmente empregados temos a linhita, o carvão betuminoso e a antracite que são gaseificados em temperaturas superiores a 900°C . Devido a formação de diversos produtos, para obter o composto desejado e evitar a diminuição do seu poder calorífico por contaminantes (como partículas e alcatrão), faz necessário uma etapa de purificação, onde ocorre a separação dos gases úteis (CO , H_2 e CH_4) das partículas presentes no meio (Midilli et al., 2021; Singla et al., 2022). Apesar do baixo custo unitário de matéria-prima, o carvão possui um elevado teor de carbono, resultando em uma maior produção de CO_2 em comparação a outras fontes de hidrogênio (Acar e Dincer, 2014).

2.3.2. Produção de hidrogênio via Reforma a Vapor do Metano

A produção de hidrogênio via reforma a vapor é caracterizada como uma reação endotérmica, necessitando de uma elevada quantidade de energia, por isso geralmente é aplicada a temperaturas entre 800 e 1000°C , sob uma faixa de pressão de 3 - 25 bar. Essa reação possui como reagentes uma mistura de vapor e hidrocarbonetos como o gás natural, sendo também empregado a nafta e o gás liquefeito de petróleo. Na primeira etapa da reação é formado o monóxido de carbono (CO) e o gás hidrogênio, em seguida o $CO_{(g)}$ é convertido em dióxido de carbono ($CO_{2(g)}$) na presença de água, de acordo com as Equações 2.2, 2.3 e 2.4.



Dentre algumas desvantagens da reforma a vapor, tem-se o uso de elevadas temperaturas para a realização do processo, o que torna necessário o emprego de materiais resistentes a essas condições operacionais, gerando um maior custo para a produção do gás hidrogênio. Ao final do processo, é aplicada uma etapa de purificação para evitar a contaminação do gás hidrogênio com

o CH_4 e o CO_2 que não reagiram, essa etapa é importante para obter o gás hidrogênio puro; entretanto, representa um custo adicional. Além disso, deve-se considerar a formação de coque como outra desvantagem desse processo, o que pode resultar no entupimento do leito catalítico presente no reator (Martino et al., 2021; Megia et al., 2021).

2.3.3. Produção de hidrogênio via Biomassa

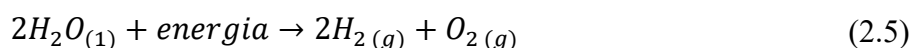
A produção de hidrogênio a partir da biomassa, que inclui resíduos de culturas agrícolas e florestais, além de outros resíduos sólidos e de animais, pode ser empregada de forma termoquímica e biológica. A rota termoquímica engloba processos de pirólise, gaseificação, reforma a vapor, ciclo termoquímico e oxidação parcial. Enquanto isso, a rota biológica é subdividida em fermentação, microbiana, biofotólise e eletrólise enzimática.

A biomassa (biomassa lignocelulósica) é descrita como um material com elementos bastante complexos, sendo formada principalmente por celulose, lignina e hemicelulose, outros constituintes como minerais e diversos extrativos também estão presentes, o que levam a uma diminuição do rendimento do processo de conversão. Inicialmente, a biomassa bruta precisa passar por uma etapa de redução da umidade, devido ao seu alto teor, que pode atingir 70% em peso, sendo considerada uma medição em base úmida, dessa forma, após esse pré-tratamento são reduzidos os problemas relacionados aos processos de conversão. Dentre suas desvantagens, está o elevado custo no tratamento, dependência da disponibilidade sazonal e a geração de subprodutos como o alcatrão e carvão (Aziz et al., 2021). A rota biológica, por sua vez, compreende processos que utilizam micro-organismos para converter biomassa em hidrogênio. Entre os principais métodos estão a fermentação escura, a fermentação foto-heterotrófica e a biofotólise (dividida em direta e indireta). Esses processos ocorrem geralmente sob condições controladas de temperatura, pH e ausência de oxigênio, com uso de bactérias anaeróbias ou algas. Apesar do menor rendimento atual em comparação com as rotas termoquímicas, as rotas biológicas apresentam como vantagens a operação em condições mais brandas e o uso de resíduos orgânicos diversos, além de serem potencialmente mais sustentáveis (Wang et al., 2021).

2.3.4. Produção de hidrogênio via Eletrólise

O primeiro experimento de eletrólise da água com coleta do gás oxigênio e hidrogênio, ocorreu no século XVIII pelo pesquisador alemão Johann Wilhelm Ritter. Com o desenvolvimento de separadores (separação dos produtos catódicos e anódicos), foi possível iniciar a produção em escala industrial, obtendo como principal aplicação a síntese de amônia (NH_3) na indústria de fertilizantes (Grigoriev e Fateev, 2017). Essa técnica de produção de

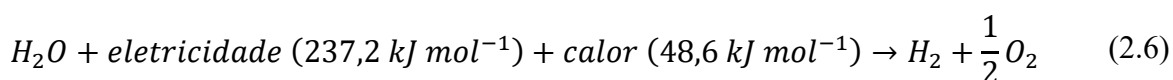
hidrogênio remete ao processo mais antigo da produção do gás, que tem como base a quebra da molécula de água, que está inserida em um sistema contendo dois eletrodos conectados a uma fonte de energia elétrica *DC*. A eficiência desse processo pode ser aumentada com a adição de eletrólitos na solução, como um ácido, base ou sal (Ahmad Kamaroddin et al., 2021). Dessa forma, a eletrólise da água consegue produzir gás hidrogênio com elevada pureza e por uma rota ecologicamente correta, sem liberação de gases do efeito estufa (dióxido de carbono, monóxido de carbono, metano e outros), pois é obtido como subproduto o gás oxigênio, como apresentado na Equação 2.5 (Vidas e Castro, 2021).



Apesar do seu crescente uso em escala industrial ao longo dos anos, esse método corresponde aproximadamente a 4% do gás hidrogênio que é consumido no mundo, sendo necessário cerca de 3.600 TWh para produzir 2,4 milhões de toneladas do gás. À vista disso, entende-se que o processo de eletrólise ainda não é economicamente competitivo, apresentando rendimento energético entre 60% e 80%, dependendo da tecnologia empregada (como AEL, PEM ou SOE), ou que é considerado inferior em comparação a métodos convencionais, como o reformador a vapor de metano, cuja eficiência pode atingir de 75% a 85%. Além disso, os custos com energia elétrica, que variam conforme a fonte e o preço da eletricidade utilizada, podem representar entre 60% e 80% do custo total do hidrogênio produzido por eletrólise (IRENA, 2021b; IEA, 2024). A fim de tornar esta técnica mais eficiente e viável, grandes investimentos em P&D ao longo dos anos desenvolveram e vem desenvolvendo novos meios de obter o gás hidrogênio, empregando materiais com um menor consumo energético e de baixo custo, além disso conectando a fontes de energia solar e/ou eólica (Van Renssen, 2020; Vidas e Castro, 2021).

2.4. Tecnologias de Eletrólise da água

O processo de eletrólise pode ser empregado em três tipos principais de sistemas, os quais se distinguem em relação a alguns parâmetros como o eletrólito utilizado, condições de operações e o agente iônico presente (OH^- , H^+ , O_2^-). Dessa forma, tem-se a eletrólise alcalina, eletrólise de membrana de troca de prótons (*Proton Exchange Membrane* - PEM, em inglês) e a eletrólise de óxido sólido. A eletrolise da água é uma técnica eletroquímica para produção de hidrogênio verde por meio de eletricidade, o que representa uma tecnologia livre de emissões. A reação básica da eletrolise da água pode ser representada pela Equação 2.6.



Esses valores devem à energia livre de Gibbs (energia elétrica mínima necessária) e à energia térmica complementar, totalizando uma entalpia de ocorrência de aproximadamente 285,8 kJ/mol (Shiva Kumar e Lim, 2022a). Em sistemas tradicionais de eletrólise alcalina ou PEM, a energia térmica é fornecida de forma indireta pelo aquecimento resistivo. Já em processos como a eletrólise de óxidos sólidos (SOE), o fornecimento de calor externo é essencial para a operação eficiente em altas temperaturas. No entanto, para realizar eficientemente essa divisão, experimentalmente é necessária uma voltagem celular de 1,48 Volts, em comparação com a voltagem teórica termodinâmica de 1,23 Volts. Esse aumento de voltagem é necessário para superar as resistências cinéticas e ôhmicas dos componentes da célula eletrolítica (Shiva Kumar e Lim, 2022a).

Durante o desenvolvimento histórico, foram introduzidos quatro tipos principais de tecnologias de eletrólise da água: eletrólise alcalina, eletrólise da água com membrana de troca de ânions (AEM), eletrólise da água com membrana de troca de prótons (PEM) e eletrólise da água com óxido sólido (IRENA, 2020b). Apesar das diferenças em eletrólitos e condições de operação, todos esses tipos de eletrólise seguem os mesmos princípios básicos (Yue et al., 2021a). As características, vantagens e desvantagens dessas tecnologias são detalhadas a seguir, ver a Tabela 2.

Tabela 2- Características técnicas da tecnologia eletrólise

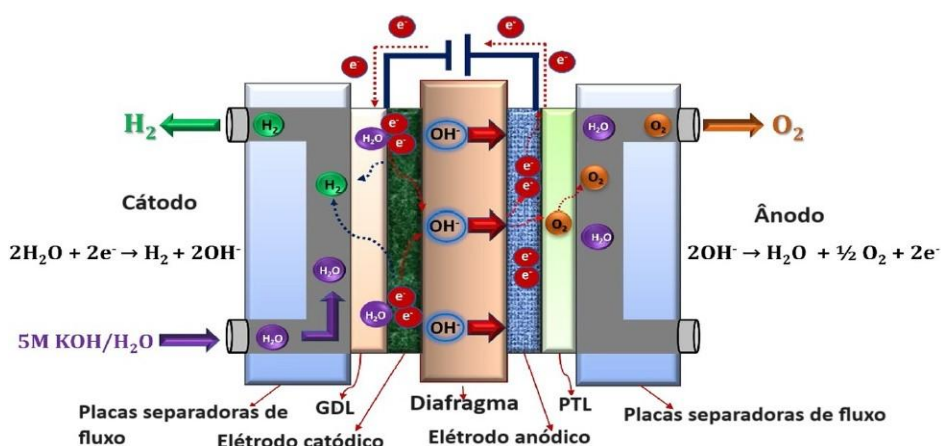
	Alcalino	AEM	PEM	Óxido sólidos
Temperatura de operação	70–90°C	40–60°C	50–80°C	700–850°C
Pressão	30bar	35bar	70bar	1bar
Pureza	99.5-99.9998%	99.9-99.9999%	99.9-99.9999%	99.9%
Eficiência (Baseado no PCI do H ₂)	50%–78%	57%–59%	50%–83%	50%–78%
Vida Útil	60000h	30000h	50000–80000h	20000h
Custo	USD 500-1000/kW	-	USD 700-1400/kW	-

Fonte: adaptado de IRENA (2020a)

Considerada a tecnologia eletrolítica mais empregada mundialmente no âmbito comercial, com sistemas que variam de 1,800 a 5300 kW, a eletrólise alcalina é constituída por dois eletrodos (anódico e catódico) imersos em uma solução alcalina. Com o intuito de aumentar

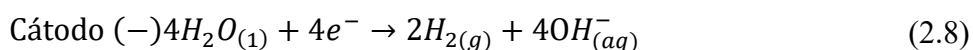
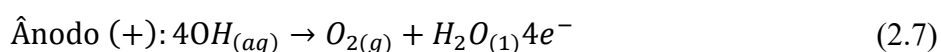
a condutividade iônica no sistema, é utilizado uma solução de hidróxido de potássio (KOH) de 20-40% em peso. A Figura 3, mostra o princípio de funcionamento de um eletrolisador alcalino, onde dois eletrodos, ânodo e cátodo, são separados por um diafragma permeável aos íons, mas que impedem a mistura dos gases gerados. Nesse sistema, utiliza-se uma solução de hidróxido de potássio em água como eletrólito. No cátodo, os elétrons recebidos da fonte de alimentação promovem a dissociação das moléculas de água, resultando na formação de gás hidrogênio e íons hidróxido. Esses íons migram através do diafragma até o ânodo, onde ocorre a oxidação, liberando gás oxigênio e água. Além disso, são utilizados componentes auxiliares como a PTL (*Porous Transport Layer*), que facilita o transporte dos reagentes até os eletrodos, e a GDL (*Gas Diffusion Layer*), responsável por distribuir uniformemente os gases formados e garantir o escoamento eficiente do hidrogênio e do oxigênio (Kuckshinrichs et al., 2017).

Figura 3- Princípio esquemático de funcionamento da eletrolise



Fonte: Adaptado Shiva Kumar e Lim, (2022a)

Esse tipo de sistema geralmente utiliza eletrodos de níquel ou aço, devido à resistência desses materiais ao caráter corrosivo do eletrólito, que contém hidróxido de potássio. Além disso, a operação ocorre em temperaturas relativamente baixas, variando entre 30°C e 80°C. Na água, o eletrólito KOH se divide em íons que geram um fluxo de eletricidade de um eletrodo para outro. As reações que ocorrem nos eletrodos são apresentadas nas Equações 2.7 e 2.8 (Yang et al., 2019; IRENA, 2020c).



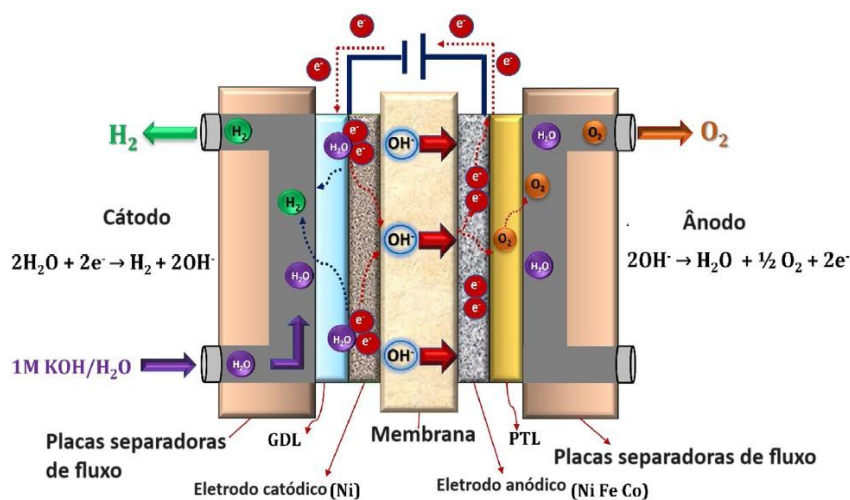
Na Equação 5, é representada a etapa de oxidação que ocorre na interface sólido - eletrólito no ânodo, onde o íon OH^- é oxidado pela água, formando quatro elétrons e gás oxigênio (reação de evolução de oxigênio) como produto. Na Equação 5.1, temos o processo de redução da água em íons e gás hidrogênio (reação de evolução de hidrogênio). Neste caso, os íons potássio atuam apenas como íons condutores na solução aquosa. Dentre alguns problemas associados aos eletrolisadores alcalinos, temos a presença de uma densidade de corrente limitada (causada pelas perdas ôhmicas) e a baixa pressão de operação, devido ao eletrólito ser incapaz de operar em valores elevados de densidade de corrente (Zhao et al., 2021).

Além disso, a contaminação do eletrólito com dióxido de carbono atmosférico pode levar à formação de carbonato de potássio (K_2CO_3), o que pode obstruir os poros. Outro desafio é a produção de gases (hidrogênio e oxigênio) com baixa pureza (99,9%), devido à passagem incompleta de gás de uma meia-célula para a outra através do diafragma (Yue et al., 2021b). Embora 99,9% possa parecer um nível elevado de pureza, para aplicações que exigem restrição de alta qualidade, como células a combustível e processos industriais sensíveis, esse valor ainda é considerado baixo. Segundo a norma ISO 14687, o hidrogênio para células a combustível deve ter uma pureza mínima de 99,999%, pois contaminantes como o monóxido de carbono, além da toxicidade associada, comprometem a eficiência e a funcionalidade dos produtos (ISO, 2024a, 2024b).

2.4.1. Eletrolise da água com membrana de troca aniônica

A eletrolise da água com membrana de troca aniônica (AEM) é uma tecnologia promissora em desenvolvimento para a produção de hidrogênio verde, como ilustrada na Figura 4. Nesse processo, a água é dissociada em hidrogênio (H_2) e oxigênio (O_2) por meio de reações eletroquímicas que ocorrem nos eletrodos. No cátodo, a água recebe elétrons provenientes do circuito externo e se converte em hidrogênio molecular (H_2) e íons hidróxido (OH^-), que são transportados através da membrana até o ânodo. No ânodo, os íons OH^- sofrem oxidação, formando água (H_2O), oxigênio molecular (O_2) e liberando elétrons que retornam ao circuito externo, completando o ciclo eletroquímico. A membrana de troca aniônica permite a seleção dos íons hidróxido (OH^-), garantindo uma separação eficiente dos gases. A solução eletrolítica utilizada é uma mistura de hidróxido de potássio (KOH) e água, o que melhora a condutividade iônica do sistema. O cátodo é composto por níquel (Ni), enquanto o ânodo é formado por uma liga de níquel, ferro e cobalto (Ni-Fe-Co), que melhora a eficiência da evolução do oxigênio. Como resultado, o hidrogênio é gerado e coletado no cátodo, enquanto o oxigênio é liberado no ânodo.

Figura 4- Princípio Esquemático da eletrolise da água AEM



Fonte: Adaptado Shiva Kumar e Lim, (2022a)

Nos últimos anos, várias organizações e instituições de pesquisa têm se dedicado ativamente ao avanço do AEM devido aos seus benefícios em termos de custo e desempenho em comparação com tecnologias convencionais de eletrólise (Carbone et al., 2020; Miller et al., 2020).

A primeira publicação em periódico sobre AEM foi realizada por We e Scott em 2011, e desde então, muitos pesquisadores têm contribuído para o seu desenvolvimento. Essa tecnologia é semelhante à eletrólise de água alcalina convencional, mas a principal diferença está na substituição dos diafragmas convencionais por uma membrana de troca aniônica. A AEM oferece várias vantagens, como o uso de catalisadores de metais de transição mais econômicos e a possibilidade de usar água destilada ou alcalinas de baixa concentração como eletrólito na ocorrência eletroquímica (Miller et al., 2020; Wang et al., 2020).

No entanto, apesar dessas vantagens, ainda são necessárias mais pesquisas e melhorias para garantir a estabilidade do AEM e a eficiência celular, especialmente para aplicações comerciais em grande escala. Atualmente, a estabilidade relatada varia entre 2.000 horas com Sustainion desenvolvida pela Dioxy Materials, que é uma membrana de troca aniônica amplamente utilizada em processos eletroquímicos devido à sua alta condutividade iônica e resistência química; por outro lado, a empresa Fumatech, especializada em materiais para eletrólise e separação de gases, desenvolveu membranas como a A201 e a FAA3-50, que oferece cerca de 1.000 horas de operação em condições típicas de eletrólise alcalina. Por outro lado, eletrolisadores mais avançados, como o AEM *Multicore*, desenvolvido pela Enapter, podem

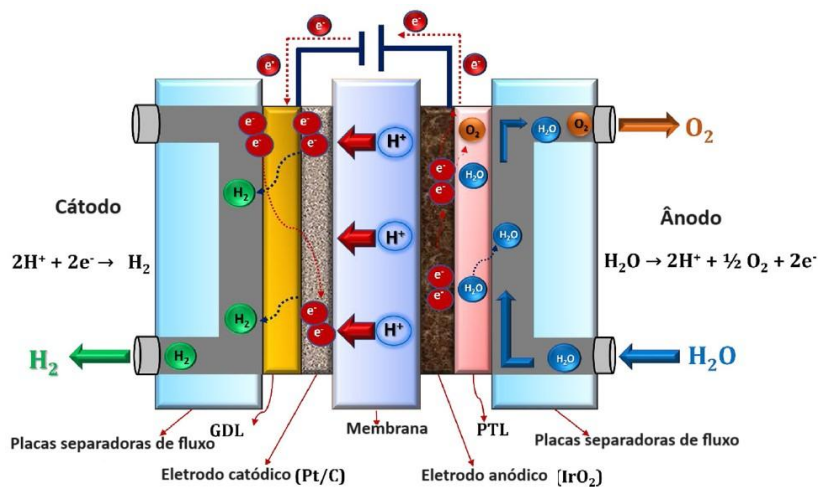
atingir até 35.000 horas de operação. A Enapter é uma empresa reconhecida mundialmente pela produção de eletrolisadores modulares baseados na tecnologia AEM, permitindo maior escalabilidade e previsões comerciais para a produção de hidrogênio verde (Carbone et al., 2020).

2.4.2. Eletrolise da água por PEM

Na década de 60, a General Electric desenvolveu um eletrolisador de água empregando um eletrólito de polímero sólido em vez de eletrólitos líquidos, como comumente empregados no eletrolisador alcalino. Nesse caso, tem-se uma membrana de troca de prótons (*Proton Exchange Membrane* - PEM, em inglês), um conceito onde o eletrólito é representado por uma membrana sólida de poliestireno sulfonado. As membranas são mecanicamente fortes, possuem alta condutividade de H^+ , atuam em condições de elevadas pressões e conferem uma menor mistura dos gases, com uma espessura de aproximadamente de 20-300 μm . Uma membrana de Nafion, composta por um polímero de ácido perfluorossulfônico, é amplamente utilizada em eletrolisadores de membrana de troca prótônica (PEM). Essa membrana se destaca por sua alta estabilidade química e térmica, além de possuir excelente condutividade de prótons, que depende diretamente do teor de água e da temperatura do sistema. Uma das características do ácido sulfônico é a atração pela água, sendo assim quanto menos hidratada a membrana estiver, menor será a sua condutividade (Shiva Kumar e Himabindu, 2019 Schmidt et al., 2017; Weiss et al., 2019).

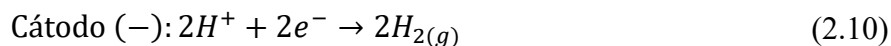
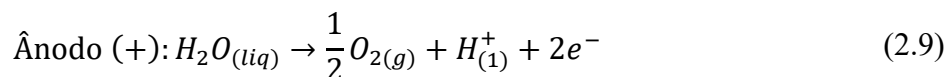
De modo geral, a eletrólise de membrana de troca de prótons, possui algumas vantagens em relação ao eletrolisador alcalino, como maior pureza (devido à baixa permeabilidade gasosa da membrana), atua em condições de elevadas densidades de corrente (em torno de 0.6-2.0 mA/cm^2) e possui a possibilidade de integrar os modos de eletrolisador e célula de combustível. A Figura 5 ilustra o funcionamento desse processo, no qual a eletrólise por membrana de troca de prótons ocorre a partir da dissociação da molécula de água no ânodo, gerando prótons, elétrons e oxigênio molecular como subproduto. A membrana seletiva permite a passagem dos prótons para o cátodo, enquanto os elétrons percorrem um circuito externo. No cátodo, os prótons reagem com os elétrons, formando gás hidrogênio, que é então coletado para uso como combustível limpo. Apesar das suas vantagens diante do eletrolisador alcalino, um pequeno número de empresas trabalha com eletrolisadores de água PEM. O primeiro motivo é devido ao seu maior custo, que está associado a um elevado investimento em materiais (como a platina, irídio e o rutênio), que atuam nas condições de baixo pH da membrana eletrolítica (Weiss et al., 2019).

Figura 5- Princípio Esquemático da eletrolise da água PEM



Fonte: Adaptado Shiva Kumar e Lim, (2022a)

Considerando um eletrolisador PEM, as reações envolvidas no processo de eletrólise da água são apresentadas nas Equações 2.9, 2.10 e 2.11.

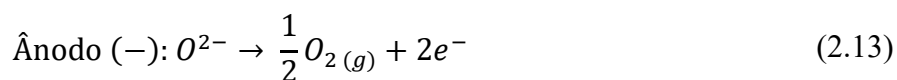
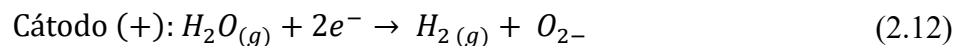


Nesse processo, temos o fluxo de prótons do ânodo passando pela membrana em direção ao cátodo. Na região catódica, os prótons se unem aos elétrons formando o gás hidrogênio na superfície do eletrodo catódico. O gás formado, pode ser coletado no reservatório catódico e armazenado (Ramakrishna et al., 2016; Pushkareva et al., 2020).

2.4.3. Eletrolise da água por óxidos sólidos

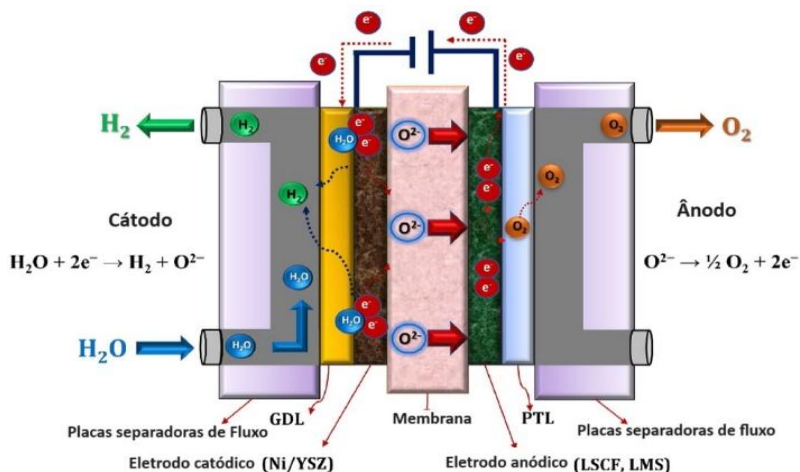
O eletrolisador de óxido sólido é uma das principais tecnologias eletrolíticas, junto com as alcalinas e PEM. Essa tecnologia é caracterizada pelas suas condições de operação atuarem em elevadas temperaturas, em torno de 700 – 1000 °C, o que fornece ao sistema uma elevada eficiência na difusão dos íons. Neste caso, é utilizado um eletrólito de óxido de metal não poroso, que tem a finalidade de permitir a passagem dos íons hidrogênio do ânodo para o cátodo. Apesar da elevada eficiência, esse eletrolisador possui um elevado custo associado aos eletrólitos que precisam ser resistentes a altas temperaturas (como a zircônia estabilizada com ítria). Outro ponto

estaria relacionado a baixa eficiência no período de aquecimento do eletrolisador (Buttler e Spliethoff, 2018; Hauch et al., 2020; Choe et al., 2022). As reações químicas que ocorrem nesse sistema, são apresentadas mediante as Equações 2.12 e 2.13.



No cátodo, a água forma gás hidrogênio e íons. Esses íons migram para a região anódica onde se unem para formar gás oxigênio. A Figura 6 ilustra o princípio esquemático da eletrólise da água utilizando células de óxido sólido (SOE). Nesse processo, a água no cátodo é dissociada, formando gás hidrogênio e íons óxido (O^{2-}). Esses íons migram através da membrana eletrolítica para a região do ânodo, onde liberam elétrons e se convertem em oxigênio (O_2), que é então expelido. Esse tipo de eletrólise opera em altas temperaturas (700 – 1000 °C), permitindo maior eficiência na condução iônica e redução do consumo de energia em comparação com outras tecnologias eletrolíticas.

Figura 6- Princípio Esquemático da eletrólise da água SOE



Fonte: Adaptado Shiva Kumar e Lim, (2022a)

Um dos parâmetros utilizados para caracterizar o desempenho dos eletrolisadores são a eficiência e a demanda de energia. A eficiência do sistema ($\eta_{\text{eletrólise}}$) depende da vazão mássica de hidrogênio produzido (m [kg/s]) no processo, do poder calorífico (LHVH2 [J/kg]) e da energia elétrica fornecida ao sistema (P_{in} [W]), como apresentado na Equação 10. No caso da demanda de energia (kWh/kgH2), é avaliada a quantidade de energia para produzir 1 kg de gás hidrogênio (Capurso et al., 2022).

2.5. Tecnologias de armazenamento

O desenvolvimento de tecnologias para armazenamento de hidrogênio é fundamental para reduzir as discrepâncias temporais entre a produção e o consumo de hidrogênio, garantindo um fornecimento mais estável e contínuo. Rotas economicamente viáveis e acessíveis têm se mostrado bastante eficientes para o estabelecimento desse crescente mercado, que com o passar dos anos aumenta a diversidade de aplicação do gás hidrogênio. Existem diversas formas de armazenar o gás, entretanto, as tecnologias não deixam de ser desafiadoras, em busca de uma maior eficiência, menor custo e uma segurança adequada (Hassan et al., 2021). Dessa forma, o hidrogênio pode ser armazenado no estado gasoso, (gás comprimido em elevada pressão), líquido (em condições criogênicas) ou no estado sólido (adsorvidos em superfície), isto é, cada um desses métodos apresenta características específicas. Enquanto o armazenamento gasoso requer cilindros pressurizados, o armazenamento líquido necessita de temperaturas extremamente baixas para evitar a evaporação. Já o armazenamento sólido permite armazenar o hidrogênio em estruturas porosas ou ligas metálicas, tornando-o mais seguro e compacto.

No estado gasoso, o gás hidrogênio é armazenado a elevadas pressões em torno de 35-70 MPa, podendo ser acondicionado em reservatórios de aço ou alumínio, que por sua vez devem estar em ótimas condições de uso para evitar possíveis vazamentos. Outros materiais vêm sendo estudados, como os plásticos reforçados com fibra de carbono e o uso de cavernas de sais, que são formações geológicas que possuem como vantagem a prevenção de vazamentos. A necessidade de trabalhar em elevadas pressões se deve à baixa densidade do gás hidrogênio ($0,089 \text{ kg/m}^3$), o que faz com que um determinado volume de hidrogênio contenha menos energia do que o mesmo volume de outros combustíveis convencionais. Um metro cúbico de hidrogênio a 1 atm armazena aproximadamente 3 kWh de energia, enquanto o mesmo volume de gás natural contém cerca de 9-10 kWh, e a gasolina líquida possui aproximadamente 8,6-9,7 kWh por litro. Essa diferença exige que o hidrogênio seja armazenado sob altas pressões ou em estado líquido para aumentar sua densidade energética (Hassan et al., 2021; Singla et al., 2022). Diante das condições operacionais, para o processo de pressurização do gás é requerida uma potência que equivale a 10% de energia do gás hidrogênio. Diante disso, o armazenamento via gás comprimido ainda possui alguns obstáculos a serem superados, a fim de diminuir o seu custo em materiais adequados para as condições exigidas e a perda de energia.

O armazenamento de hidrogênio líquido é realizado a uma temperatura de aproximadamente 20 K (-253,15 °C) e uma pressão de cerca de 1 atm, abaixo de seu ponto de ebulição de 20,27 K (-252,87 °C). Nessa condição criogênica, ocorre o aumento da densidade de

energia de 2,5 MJ/L para 8 MJ/L, armazenando mais energia por unidade de volume (Gómez-Gualdrón et al., 2016). O hidrogênio no estado líquido é estocado em vasos criogênicos que podem possuir uma região interna revestida de um forro metálico reforçado com fibra de carbono. A estocagem de hidrogênio no estado líquido é uma tecnologia mais adequada para períodos curtos, devido ao risco de ebulição contínua. Caso ocorra uma falha no isolamento térmico (o que pode acontecer, por exemplo, devido à fragilidade de certos materiais como o carbono em baixas temperaturas) o hidrogênio pode escapar e entrar em contato com o meio externo. Isso aumenta significativamente o risco de acidentes, como faíscas ou reações com combustíveis presentes no ambiente (Aceves et al., 2015; Tarhan e Çil, 2021).

A tecnologia de armazenamento em estado sólido é realizada através da adsorção do gás hidrogênio na superfície de materiais como zeólitas, nanotubos de carbono e estruturas metalorgânicas (Metal-Organic Frameworks – MOFs), entre outros. Os MOFs são materiais porosos compostos por íons metálicos coordenados a ligantes orgânicos, formando redes cristalinas com alta área superficial e capacidade de adsorção de gases. Exemplos de MOFs usados no armazenamento de hidrogênio incluem HKUST-1 (baseado em cobre) e MIL-101 (baseado em cromo). Este é um processo reversível, onde o gás pode ser absorvido e liberado nas condições adequadas de operação. Uma das desvantagens desse processo é a baixa eficiência de armazenamento em condições ambientais (Singla et al., 2022).

2.6. Métodos estocásticos e simulação de Monte Carlo

Os métodos estocásticos são abordagens matemáticas utilizadas para modelar sistemas que apresentam incerteza ou variabilidade em seus parâmetros. Diferentemente dos modelos determinísticos, que apresentam sempre o mesmo resultado para um conjunto definido de condições iniciais, os modelos estocásticos incorporam a aleatoriedade, permitindo a análise de múltiplas situações possíveis. Eles são amplamente aplicados em diversas áreas, como economia, engenharia e ciências naturais, especialmente quando há dependência de múltiplos fatores e variáveis probabilísticas (Thiruthummal e Kim, 2022).

Nesse contexto, a simulação de Monte Carlo é uma técnica estatística que utiliza a repetição de amostragens aleatórias para criar análises de diferentes cenários possíveis, oferecendo uma abordagem metódica para a construção de cenários "e se". Essa metodologia é amplamente aplicada em diversas áreas científicas para modelar o comportamento de fenômenos físicos, que geralmente são complexos e dependem de múltiplos parâmetros (Benalcazar e Komorowska, 2022).

Para que a simulação seja efetiva, é fundamental definir adequadamente as distribuições de probabilidade das variáveis envolvidas. A escolha da distribuição apropriada depende das características dos dados e do fenômeno analisado:

- **Distribuição uniforme contínua:** Utilizada quando todos os valores dentro de um intervalo possuem a mesma probabilidade de ocorrer. Sua função de densidade de probabilidade (PDF) é dada pela Equação 2.14:

$$f(x) = \frac{1}{a - b} ; a \leq x \leq b \quad (2.14)$$

- **Distribuição uniforme discreta:** Quando há um número finito de valores igualmente prováveis dentro de um conjunto $\{x_1, x_2, \dots, x_n\}$. Sua função de massa de probabilidade (PMF) é dada pela Equação (2.15):

$$P(X = x_i) = \frac{1}{n} ; i = 1, 2, \dots, n \quad (2.15)$$

- **Distribuição de Weibull:** Aplicada para modelagem de tempos de vida e confiabilidade, sua PDF é dada pela Equação 2.16:

$$f(x) = \frac{k}{\lambda} \left(\frac{x}{\lambda}\right)^{k-1} e^{-(x/\lambda)^k} ; x \geq 0 \quad (2.16)$$

- **Distribuição lognormal:** Utilizada quando o logaritmo dos valores segue uma distribuição normal (Eq.2.17):

$$f(x) = \frac{1}{x\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\left(\frac{\ln x - \mu}{\sigma}\right)^2} , \quad x > 0 \quad (2.17)$$

Normalmente, uma análise determinística do modelo envolve a construção de três cenários principais: o pior cenário, o melhor cenário e o cenário base. O cenário base assume que os parâmetros de entrada são os valores mais prováveis. Entretanto, para obter uma visão mais abrangente dos riscos, é importante considerar cenários intermediários, que combinam valores extremos de diferentes parâmetros. Dessa forma, a criação de um número suficiente de cenários é fundamental para capturar a gama completa de possibilidades e suas respectivas probabilidades, permitindo uma compreensão mais holística do fenômeno analisado (Jang et al., 2022b).

2.6.1. Procedimento de simulação de Monte Carlo

A implementação da Simulação de Monte Carlo envolve um conjunto de etapas sistemáticas (Komorowska et al., 2023; García-Miguel et al., 2024):

- a) **Modelagem estática inicial:** É necessário ter um modelo determinístico que estabeleça uma resposta a partir de parâmetros considerados mais prováveis. Este modelo serve como a base para a simulação.
- b) **Definição de distribuições probabilísticas:** Nesta fase, distribuições de probabilidade são atribuídas aos parâmetros de entrada, definindo faixas de possibilidade de ocorrência para esses valores. Isso resulta na formação de uma pseudo-população que reflete as distribuições desejadas.
- c) **Geração de variáveis aleatórias:** Com as distribuições definidas, são gerados conjuntos de valores aleatórios para as variáveis de entrada, guiados pelas distribuições escolhidas. A partir dessas entradas, resultados são obtidos, e o processo é repetido, resultando em um conjunto contínuo de dados. Com o acúmulo desses resultados, constrói-se uma distribuição de frequência relativa e uma análise de sensibilidade.

2.6.2. Aplicações e benefícios da simulação de Monte Carlo

A Simulação de Monte Carlo possibilita a tomada de decisões informadas, uma vez que permite avaliar a probabilidade de diferentes cenários. Isso ajuda a identificar quais combinações de parâmetros influenciam mais significativamente os resultados desejados. A análise de sensibilidade resultante permite discernir quais parâmetros têm maior impacto nas variações do resultado. Além disso, a Simulação de Monte Carlo é particularmente útil na avaliação da incerteza associada a medições, ao abordar a propagação das distribuições de probabilidade através de um modelo matemático. Isso é especialmente relevante na análise da viabilidade econômica de novas tecnologias, onde estimativas de custo precisam ser realizadas em comparação com tecnologias já estabelecidas. (Jang et al., 2022c; Bhattacharyya et al., 2023; Huang et al., 2023).

2.7. Custos associados a produção de hidrogênio verde

Os custos de produção do hidrogênio verde têm sido amplamente discutidos na literatura devido ao impacto na viabilidade econômica. De acordo com a IEA (2024) e IRENA (2024) os custos associados à eletrólise são altamente dependentes da tecnologia utilizada, sendo influenciados por variáveis como a eficiência energética do sistema, a vida útil dos equipamentos e a disponibilidade de matérias-primas. No entanto, a redução desses custos está diretamente

relacionada a avanços tecnológicos, que podem otimizar o consumo de energia e prolongar a durabilidade dos componentes, bem como à ampliação da capacidade instalada, que permite economias de escala (Barbosa et al., 2024).

A Tabela 3, mostra os custos de produção do hidrogênio verde, que variam conforme a tecnologia de eletrólise utilizada. No caso da eletrólise alcalina (AEL), os custos de capital (CAPEX) atuais variam entre 500 e 1.000 USD/kW, com custos operacionais anuais (OPEX) correspondendo a 2-4% do CAPEX, o que equivale a 10-40 USD/kW/ano. Para a eletrólise por membrana de troca protônica (PEM), os custos de capital são mais elevados, variando entre 700 e 1.400 USD/kW, enquanto os custos operacionais anuais representam 3-5% do CAPEX, ou seja, 21-70 USD/kW/ano. Já a eletrólise por óxidos sólidos (SOE) apresenta os maiores custos de capital atualmente, situando-se entre 1.500 e 3.000 USD/kW, com custos operacionais anuais de 3-6% do CAPEX, o que corresponde a 45-180 USD/kW/ano. No entanto, espera-se uma redução significativa nos custos da SOE até 2050, com projeções indicando valores inferiores a 300 USD/kW respectivamente (IEA, 2024c; IRENA, 2024b).

Tabela 3- Custos do sistema eletrolítico

Tipo de eletrolisador	CAPEX (USD/kW)	OPEX (USD/kW/Ano)	OPEX (%) Ano *
AEL	500-1000	10-40	2-4
PEM	700-1400	21-70	3-5
SOE	1500-3000	45-180	3-6

* Com relação ao CAPEX.

Fonte: Adaptado de IEA e IRENA (2024)

No entanto, além dos custos associados aos eletrolisadores, é fundamental considerar a fonte de energia utilizada para alimentar o processo de eletrólise. De acordo com o Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 EPE (2023), a energia solar fotovoltaica no Brasil apresenta custos de investimento inicial (CAPEX) variando entre 2.500 e 5.000 R\$/kWp. Os custos operacionais anuais (OPEX) na faixa de 40 a 50 R\$/kW/ano, enquanto os encargos adicionais podem variar entre 130 e 145 R\$/kW/ano, dependendo da configuração do projeto. Além disso, o fator de capacidade médio da energia solar fotovoltaica situa-se entre 30% e 31%, refletindo sua eficiência na conversão de energia solar em eletricidade EPE, (2023).

2.8. Indicadores econômicos

Os indicadores econômicos são usados para avaliar a previsão financeira e o retorno de investimentos em projetos de produção de hidrogênio verde. Neste estudo, foram considerados o

valor presente líquido (VPL), a taxa interna de retorno (TIR), o *payback* e o custo nivelado do hidrogênio (LCOH).

2.8.1. Valor presente Líquido

O estudo de Nicita et al., (2020), utilizou um método para estimar o custo de produção de hidrogênio por meio de eletrolisadores de água, com foco na análise econômica baseada em indicadores financeiros como o valor presente líquido (VPL) e o custo nivelado do hidrogênio (LCOH). Esses indicadores foram avaliados com base em um fluxo de caixa que inclui as receitas e despesas previstas. O VPL, em particular, considera o fato de que o valor do dinheiro no presente é geralmente menor do que o mesmo valor no passado, devido à depreciação temporal. Assim, o VPL contabiliza todos os fluxos de caixa líquidos futuros e calcula o valor do projeto ao longo de sua vida útil no presente. O VPL foi calculado dividindo os fluxos de caixa futuros esperados da planta em operação pela taxa de desconto e então somando todos eles. Como mostrado na Equação 2.18.

$$VPL = -CAPEX + \sum_{n=1}^N \frac{Receita - OPEX}{(1 + i)^n} \quad (2.18)$$

Onde, CAPEX é o investimento inicial (*capital expenditure*) necessário para iniciar o projeto, N é o número de períodos de análise, Receita representa as entradas de caixa esperadas ao longo do tempo, OPEX é o custo operacional (*operational expenditure*) associado ao projeto em cada período, i é a taxa de desconto, que reflete o custo de capital ou o retorno esperado sobre o investimento.

Um projeto de investimento será considerado viável, segundo este critério, se *VPL* for maior do que zero. $VPL > 0 \rightarrow$ o projeto deve ser aceito, $VPL = 0 \rightarrow$ é indiferente aceitar ou rejeitar o projeto, e $VPL < 0 \rightarrow$ o projeto deve ser rejeitado.

Além do VPL, foram utilizados outros indicadores, como a taxa interna de retorno (TIR), tempo de retorno do investimento (*payback* simples) e o custo nivelado de hidrogênio (LCOH), para avaliar a viabilidade econômica do projeto.

2.8.2. Taxa Interna de Retorno (TIR)

A taxa interna de retorno (TIR) é a taxa de desconto que equaliza o valor presente dos benefícios/receitas e dos custos/despesas de um projeto de investimento. Trata-se de um indicador de larga aceitação e um dos mais utilizados como parâmetro de decisão. A TIR

corresponde à taxa de desconto para que o VPL seja igual a zero, como referência para comparação com a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), isto é (Eq. 2.19):

$$-CAPEX + \sum_{n=0}^N \frac{CF_n}{(1 + TIR)^n} = 0 \quad (2.19)$$

O CF_n representa o fluxo de caixa no ano n . Dessa forma, um projeto de investimento será considerado viável se sua TIR for igual ou maior ao custo de oportunidade dos recursos para a sua implantação. Assim, quanto maior for a TIR, maior a atratividade do projeto. $TIR > TMA \rightarrow$ o projeto deve ser aceito, $TIR = TMA \rightarrow$ é indiferente aceitar ou rejeitar o projeto, e $TIR < TMA \rightarrow$ o projeto deve ser rejeitado.

2.8.3. Tempo de retorno de capital (TRC) ou *payback* (PB)

O TRC ou também conhecido como *payback* é definido como a relação entre o investimento e o ganho líquido num período (Jang et al., 2022a). O *payback* descontado ou elaborado utiliza uma taxa de desconto para verificar o número exato de períodos, em que o empreendimento recupera o valor inicial investido. Normalmente, essa taxa de desconto usada é a TMA, a qual é determinada pelo próprio investidor como parâmetro para remuneração de seu capital, definida mediante a Equação 2.20.

$$PB = \sum_{t=0}^k \frac{(FCL)}{(1 + i)^k} \geq 0 \quad (2.20)$$

Onde, FCL é Fluxo de caixa líquido esperado pela entrada de caixa (fluxos líquidos operacionais), k é Período de tempo em que o saldo acumulado é ≥ 0 ; i é Taxa de desconto (juros) considerado para atualizar o fluxo de caixa. FCL é calculando como a diferença entre as entradas e saídas de caixa operacionais em cada período específico. Em outras palavras, é o valor líquido gerado pelo projeto após a dedução de todas as despesas operacionais, impostos e investimentos necessários à sua operação. O termo $t = 0$ refere-se ao período inicial do investimento, geralmente correspondente ao momento da aplicação do capital (investimento inicial), enquanto k representa o número de períodos (anos, por exemplo) até que o fluxo acumulado seja igual ou ultrapasse o investimento realizado. A variável i é a taxa de desconto, geralmente representada pela Taxa Mínima de Atratividade (TMA), utilizada para trazer os fluxos de caixa futuros para o valor presente. Essa taxa reflete o custo de oportunidade de capital ou o retorno mínimo esperado pelos investidores para compensar os riscos do projeto.

2.8.4. Custo nivelado do hidrogênio (LCOH)

Os custos nivelados são indicadores eficazes para a avaliação da eficiência econômica e da competitividade da tecnologia, podem medir quantitativamente a viabilidade econômica de uma determinada tecnologia e são frequentemente usados como um indicador para avaliar a competitividade de diferentes tecnologias de geração de energia (Fan et al., 2022). Semelhante ao conceito de custo nivelado de energia (LCOE), que se refere ao custo de geração de eletricidade por unidade de energia, o conceito de LCOH se refere ao custo de produção de hidrogênio por unidade de hidrogênio (Viktorsson et al., 2017). O LCOH é um indicador eficaz para a medição da economia e competitividade de diferentes processos de produção de hidrogênio. O valor deste indicador representa o custo médio por unidade de hidrogênio produzido, considerando os custos totais (CAPEX e OPEX) atualizados ao valor presente e dividido pela produção total de hidrogênio também atualizado. Em outras palavras, o LCOH indica o valor mínimo que o preço do mercado do hidrogênio precisa atingir para que o projeto cubra todos os seus custos ao longo da vida útil, o investidor atingirá o ponto de equilíbrio em um projeto de investimento. O LCOH pode ser obtido mediante a Equação 2.21.

$$LCOH = \frac{CAPEX + \sum_{n=1}^N \frac{OPEX}{1+i}}{\sum_{n=1}^N \frac{AEC}{1+i}} \quad (2.21)$$

Onde, CAPEX é o investimento inicial necessário para implementar o projeto, OPEX é o custo operacional associado ao projeto em cada período de análise, AEC é a quantidade de hidrogênio produzida (*Additional Energy Consumption*) em cada período de análise, N é o número total de períodos de análise, i é a taxa de desconto, que reflete o custo de capital ou o retorno esperado sobre o investimento.

2.8.5. Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade é amplamente empregada em simulações de engenharia, pois permite avaliar a influência de cada variável de entrada nos resultados obtidos. Essa abordagem auxilia na identificação dos parâmetros mais críticos para o desempenho do sistema e permite compreender como incertezas ou variações nos dados de entrada podem afetar as implicações do estudo (Grznár et al., 2024)

2.9. Avanços na produção de hidrogênio verde através de tecnologias e custos associados a produção

A produção de hidrogênio verde é um campo de pesquisa globalmente relevante, com estudos realizados em diversos países para avaliar sua viabilidade técnico-econômica.

Em vários países, como por exemplo Chile, China, Ucrânia, Turquia, Iraque, Egito e Sultanato de Omã entre outros, foram conduzidas análises para determinar o potencial de geração de hidrogênio verde a partir de fontes renováveis, como energia solar e eólica (Catumba et al., 2023; Wilkinson et al., 2023).

Esses estudos investigaram os custos associados à produção de hidrogênio, bem como sua capacidade de reduzir as emissões de CO₂ (Pleshivtseva et al., 2023; Qahtan et al., 2023). No Chile, foram avaliadas a viabilidade técnico-econômica e a redução das emissões de CO₂ para a produção de hidrogênio verde a partir da energia solar/eólica. A competitividade da produção de H₂ foi estimada entre 2,09 \$/kWh e 3,28 \$/kWh, valores que representam o custo da eletricidade utilizada no processo de eletrólise, um fator determinante para as orientações econômicas da política verde. Custos mais baixos tornam a produção mais competitiva, enquanto valores mais altos podem reduzir sua atratividade comercial. Embora o orçamento verde utilize eletricidade de fontes renováveis, as emissões de CO₂ associadas ao processo, que variaram de 1,06 a 1,57 toneladas de CO₂ por tonelada de H₂ produzida, decorrem principalmente de emissões indiretas. Eles incluem a produção e manutenção de equipamentos, como eletrolisadores, painéis solares e turbinas, além de processos auxiliares como atualização, armazenamento e transporte do hidrogênio. Em alguns casos, pode haver também uma contribuição da energia da rede elétrica, caso a fonte renovável não seja suficiente em tempo integral (Garcia et al., 2023).

Na China, Yang et al (2023), estudaram a otimização da capacidade e apresentaram análises econômicas para geração de hidrogênio por meio de painéis fotovoltaicos. A partir dos resultados, o LCOE alcançado foi de 0,03 \$/kWh com um custo nivelado de hidrogênio (LCOH) de 2,9 \$/kg num período de retorno de cerca de 11 anos (Yang et al., 2023).

Kudria et al. investigaram o potencial da energia eólica para a produção de hidrogênio na Ucrânia. O estudo apontou uma capacidade média de geração eólica de 88 GW, que pode ser utilizada tanto para o fornecimento direto de eletricidade quanto para a produção de hidrogênio verde por eletrólise da água. A capacidade anual estimada de produção de hidrogênio foi de 43 milhões de toneladas, indicando que parte da eletricidade gerada pode ser convertida diretamente em hidrogênio, dependendo da demanda e da infraestrutura disponível (Kudria et al., 2021).

Além disso, Hassan et al (2023), forneceram um estudo técnico-econômico para a produção de hidrogênio verde em larga escala usando energias eólica e solar, com eletrólise alcalina da água. O estudo estima uma turbina eólica de 1,5 MW e uma central solar de 2 MW, avaliando a destinação da eletricidade gerada. A eletricidade proveniente da energia solar foi estimada para produzir 11.963 kg/ano de hidrogênio a um custo de 8,87 \$/kg. Já a eletricidade gerada pela turbina eólica permitiu uma produção maior, estimada em 94.432 kg/ano de hidrogênio a um custo limitado de 6,33 \$/kg (Hassan et al., 2023b).

No Egito, Al-Orabi e colaboradores empregaram o software HOMER™ para avaliar a viabilidade técnico-econômica da produção de hidrogênio verde por meio da integração de energias solar e eólica em três locais distintos. No cenário eólico, o custo nivelado de eletricidade (LCOE) variou entre US\$ 0,308 e US\$ 0,353 por kWh, com o custo do hidrogênio atingindo aproximadamente US\$ 4,13 por kg. No cenário solar, o LCOE foi superior, oscilando entre US\$ 0,412 e US\$ 0,457 por kWh, e o custo do hidrogênio foi estimado em US\$ 5,21 por kg – reflexo da maior variabilidade da geração solar e dos custos associados. Já no cenário híbrido (solar e eólico), obteve-se um equilíbrio entre os custos: o LCOE ficou entre US\$ 0,356 e US\$ 0,402 por kWh, resultando em um custo do hidrogênio de US\$ 4,67 por kg. Esses resultados demonstram que a combinação das duas fontes pode oferecer uma solução economicamente mais vantajosa (Al-Orabi et al., 2023).

Além do mais, Nasser et al (2022), avaliaram o desempenho das energias híbridas eólica/fotovoltaica para geração e armazenamento de hidrogênio verde no Egito. O estudo teve uma abordagem baseada em energia, exergia, ecologia e economia. O sistema foi composto por 55 kW de painéis fotovoltaicos e 10 kW de turbinas eólicas, totalizando uma capacidade instalada de 65 kW. Com essa configuração, a produção anual foi de 108,4 MWh de eletricidade, resultando na geração de 1.912 toneladas de hidrogênio. O estudo também analisou a eficiência do eletrolisador e o consumo de energia do sistema, destacando que o custo nivelado da eletricidade (LCOE) variou entre 0,308 e 0,353 \$/kWh, enquanto o custo de produção do hidrogênio foi estimado em aproximadamente 4,13 \$/kg. (Nasser et al., 2022).

Além disso, Ahshan et al (2022), demonstraram o potencial técnico-econômico significativo da produção de Wind-H₂ considerando um estudo abrangente em 18 locais no Sultanato de Omã. A faixa do LCOE foi estimada entre 0,0349 e 0,0801 \$/kWh, considerando cenários com e sem manipulação de desempenho dos equipamentos ao longo da vida útil do sistema. O LCOH foi calculado entre 3,37 e 6,15 \$/kg (Ahshan et al., 2022).

Além disso, diversos estudos globais analisaram a produção de hidrogênio por eletrólise e a viabilidade técnico-econômica da energia eólica. Pesquisas indicam que o custo do hidrogênio renovável, produzido por eletrólise com membrana de eletrólito polimérico (PEM), varia entre US\$ 5,30 e US\$ 5,80 por kg/H₂ (Mohsin et al., 2018). Uma análise comparativa mostrou que o custo nivelado da eletricidade (LCOE) para uma planta de energia solar concentrada (CSP - *Concentrated Solar Power*) foi de US\$ 0,0854/kWh, enquanto para uma planta fotovoltaica (PV) foi menor, atingindo US\$ 0,0533/kWh. Como consequência, o custo nivelado do hidrogênio (LCOH) foi estimado em US\$ 4,95/kg H₂ para CSP e US\$ 4,23/kg H₂ para PV, com um sistema híbrido CSP-PV apresentando valor intermediário de US\$ 4,57/kg H₂. Além disso, o estudo destacou que a tecnologia CSP emitiu apenas 10,8 gCO₂eq/kWh, contra 35,4 gCO₂eq/kWh da PV, e exigiu menos área (0,75 m²/MWh) em comparação com 1,04 m²/MWh da PV, vantagem crítica em locais com restrições espaciais (Boudries, 2018; Saif et al., 2025).

Os resultados ilustrados por Krishan (2020), mostraram que a irradiância solar normal direta e/ou a qualidade dos dados de vento medidos, juntamente com a tecnologia de eletrólise, desempenham um fator importante no custo de produção de hidrogênio (Krishan e Suhag, 2019; Idriss et al., 2020).

No Egito, foi investigada a previsão do uso de um sistema híbrido composto por energia solar fotovoltaica, energia eólica e eletrólise da água para a produção de hidrogênio. O estudo demonstrou que esta configuração apresenta um custo nivelado de eletricidade (LCOE) de aproximadamente 0,47 \$/kWh (Samy et al., 2020).

Em um estudo comparativo sobre os custos de produção de hidrogênio verde a partir de energia eólica offshore revelou que, ao utilizar a eletrólise alcalina (AEL), o custo da produção é de €8,68/kg H₂, enquanto a eletrólise de membrana de troca de prótons (PEM) apresenta um custo de €10,49/kg H₂ (PEM) (Hill et al., 2024).

Em um estudo feito no Brasil, foi um potencial de aproveitamento da energia solar não consumido pela rede elétrica, atingindo 42,9 GWh/dia. A produção total de eletricidade gerada a partir do hidrogênio obtido com essa energia foi de 18,7 GWh/dia. Além disso, o custo de produção de hidrogênio a partir de fonte solar foi estimado em 1.070 USD/MWh (De Souza et al., 2024).

Além disso, foi ilustrado que os custos de produção de hidrogênio e eletricidade no Brasil variam de acordo com a taxa de financiamento. O estudo de Moura et al., (2020) analisou como as taxas de financiamento impactam os custos de produção de hidrogênio e eletricidade no Brasil.

Os resultados mostraram que para o hidrogênio, com taxa de 4% ao ano, os custos variaram entre US\$ 1,053/kg e US\$ 0,123/kg, enquanto para a eletricidade ficaram entre US\$ 0,898/kWh e US\$ 0,110/kWh. Essa tendência se manteve para taxas mais elevadas: a 8% ao ano, os custos do hidrogênio variaram de US\$ 1,091/kg a US\$ 0,150/kg, e da eletricidade de US\$ 0,930/kWh a US\$ 0,133/kWh; já a 12% ao ano, os valores foram de US\$ 1,130/kg a US\$ 0,181/kg para hidrogênio e US\$ 0,963/kWh a US\$ 0,159/kWh para eletricidade (Moura et al., 2020).

Em um estudo feito no estado brasileiro do Rio grande do Sul, mostrou-se que com um tempo de retorno de 3,5 anos, o custo de produção de hidrogênio atinge US\$ 0,402 kWh (Nadaleti et al., 2020).

Outro aspecto relevante refere-se à geração de eletricidade mediante o uso de hidrogênio. Ao analisar três horas diárias de excedente energético nos estados do Rio Grande do Sul, Paraná e Santa Catarina, observou-se um custo médio da eletricidade excedente de 0,303 USD/kWh no ano de 2019 (Nadaleti et al., 2020). Essa estimativa está sujeita a flutuações conforme a tecnologia empregada. Os eletrolisadores alcalinos (AEL), embora apresentem vantagens econômicas no investimento inicial (CAPEX), demonstram eficiência inferior quando comparados aos de membrana de troca de prótons (PEM). Estes últimos, apesar do maior custo, destacam-se pelo melhor desempenho energético e capacidade de operação em elevadas pressões, conforme exposto na Seção 2.4 (Tecnologias de Eletrólise da água). Em cenários com produção diária de 1.000 kg, os valores podem oscilar entre 0,25 USD/kWh e 0,35 USD/kWh, variando conforme a tecnologia selecionada e parâmetros operacionais.

3. METODOLOGIA

Neste capítulo será apresentada a metodologia adotada para a realização do estudo, incluindo as considerações realizadas, descrição do dimensionamento do sistema, produção de hidrogênio, análise econômica e análise de sensibilidade. Além disso, será aplicada a simulação de cenários utilizando o Método de Monte Carlo (MCM), um método estocástico que permite a variação de determinadas variáveis para avaliar a viabilidade econômica dos projetos de hidrogênio verde.

A produção de hidrogênio verde a partir da energia solar fotovoltaica é uma das tecnologias mais promissoras para a transição energética global. Esse processo combina a geração de eletricidade por meio de painéis solares com a eletrólise da água, realizada por eletrolisadores, para produzir hidrogênio e oxigênio. A eficiência desse sistema depende de vários fatores, como a quantidade de radiação solar disponível, a eficiência dos painéis fotovoltaicos na conversão da luz solar em eletricidade, e o desempenho do eletrolisador (seja ele AEL, PEM ou SOE). Quanto maior a eficiência desses componentes, maior será a produção de hidrogênio e menor será o custo associado ao processo.

Os modelos propostos neste estudo foram baseados em equações e conceitos estabelecidos na literatura (Fopah-Lele et al., 2021; Adaikalam et al., 2024; Kamil et al., 2024). No entanto, os modelos foram aplicados para estimar a quantidade de hidrogênio que pode ser gerada em sistemas de produção de hidrogênio verde. Para isso, consideram-se três aspectos principais: a energia produzida pelos painéis solares, a energia necessária para o funcionamento do eletrolisador e, por fim, a quantidade de hidrogênio que pode ser obtida como resultado do processo.

3.1. Modelo solar fotovoltaico

O pico de potência do sistema fotovoltaico pode ser estimado com base na irradiância solar média diária, em combinação com a área dos módulos solares e sua eficiência de conversão. Para este estudo, usou-se uma irradiância solar média diária padrão de 5 kWh/m²/dia, conforme o Atlas solarimétrico de Minas Gerais (ASM, 2016). A primeira etapa da estimativa energética consistiu no cálculo das horas-pico solares anuais (H_{pico}), que representa o número equivalente de horas por ano em que a irradiância solar é de 1 kW/m². Esse valor foi obtido por meio da multiplicação da irradiação média diária pelo número de dias do ano, utilizando a Equação 3.1.

$$H_{pico} = G * 365 \quad (3.1)$$

A irradiância solar média diária G (em kWh/m²/dia) representa a energia solar incidente por metro quadrado em um dia típico. Quando multiplicamos esse valor por 365, obtemos a energia solar média anual (em kWh/m²/ano). Uma hora-pico solar é definida como uma quantidade de energia equivalente a 1 kW/m² de irradiância durante uma hora. Assim, ao dividir a irradiância anual (kWh/m²/ano) por 1 kW/m², obtém-se diretamente as horas-pico por ano (h/ano), que é a unidade de H_{pico} . Onde, H_{pico} é o número de horas-pico solares por ano (h), G é irradiância solar média diária (kWh/m²/dia). Com esse valor, e considerando um sistema fotovoltaico com potência instalada de 1000 kWp, a energia elétrica anual disponível foi estimada pela Equação 3.2.

$$E_{anual} = P_{pk} * H_{pico} \quad (3.2)$$

Onde, E_{anual} é a energia elétrica gerada anualmente (kWh/ano), P_{pk} potência nominal do sistema fotovoltaico (kWp), H_{pico} são horas-pico solares por ano (h/ano).

3.2. Potência do eletrolisador

A eletrólise da água é um processo que exige um fornecimento contínuo de energia elétrica. Segundo Kamil et al., (2024a), a necessidade de energia elétrica por unidade de massa de hidrogênio produzida por eletrólise pode ser estimada mediante a Equação 3.3.

$$Potência\ do\ eletrolisador = \frac{HHV}{Eficiência\ do\ sistema} \quad (3.3)$$

Onde, HHV é o poder calorífico superior (141,86 MJ/kg) e a eficiência dos sistemas eletrolíticos. Que varia de acordo com o tipo de eletrolisador.

3.3. Produção de hidrogênio

A quantidade de hidrogênio produzida depende da energia elétrica fornecida ao eletrolisador e do consumo específico de cada tecnologia. A produção foi estimada a partir da divisão da potência instalada do sistema fotovoltaico pelo consumo específico de energia do eletrolisador, conforme a Equação 3.4.

$$V_{H_2} = \frac{P_{FV}}{C_E} \quad (3.4)$$

V_{H_2} é o volume de hidrogênio produzido por hora (Nm³/h), P_{FV} é a potência do sistema fotovoltaico (kWp), C_E é o consumo específico de energia do eletrolisador (kWh/Nm³).

Foram utilizados os seguintes valores de consumo específicos: 5,23 kWh/Nm³ para o eletrolisador PEM, 5,96 kWh/Nm³ para o AEL e 3,06 kWh/Nm³ para o SOE (NOOR AZAM et al., 2023; LIU et al., 2024). Considerando uma planta fotovoltaica de 1000 kWp, a Equação 3.5 permite calcular o volume de hidrogênio produzido anualmente por hora-pico de radiação solar (Nm³/ano).

$$V_{H_2} = V_{H_2} * H_P \quad (3.5)$$

Onde $H_P = 1825$ é o número de horas-pico anuais de radiação solar.

Posteriormente, a produção anual em volume foi convertida em massa utilizando a densidade do hidrogênio em condições normais de temperatura e pressão (CNTP), conforme a Equação 3.6.

$$m_{H_2} = V_{H_2} * \rho \quad (3.6)$$

Onde m_{H_2} é a massa anual de hidrogênio (kg/ano), $\rho = 0,08988$ kg/Nm³ é a densidade do hidrogênio em CNTP. As condições normais consideradas foram: temperatura de 273,15K, pressão de 101,325 kPa e constante de oxigênio de 4,124 kJ/kg·K.

3.4. Modelo econômico

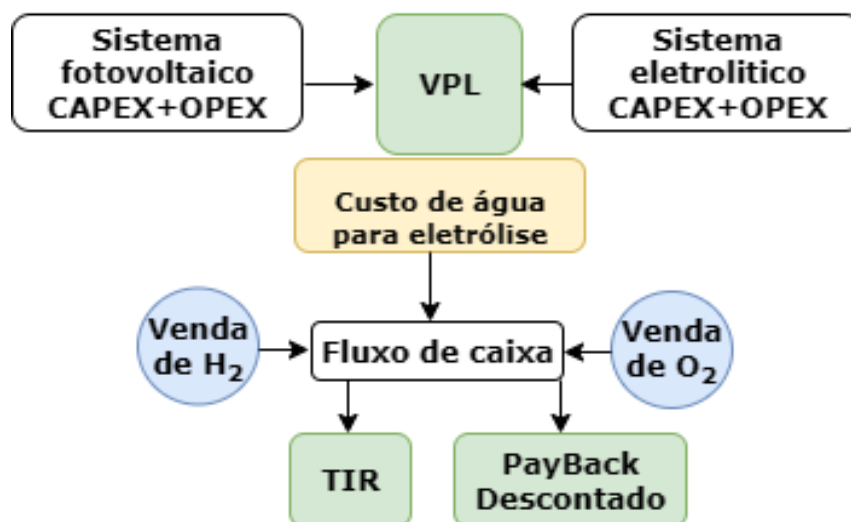
Neste estudo, utilizou-se um modelo econômico simplificado para estimar a produção anual de hidrogênio e avaliar a previsão do projeto. O modelo baseia-se no volume previsto de produção anual de H₂ e nas receitas geradas com sua comercialização, considerando os custos de investimento (CAPEX) e os custos operacionais (OPEX). Ressalta-se que não se trata de um modelo econômico baseado na oferta e demanda de mercado, mas sim de uma abordagem projetiva e financeira, voltada à análise da sustentabilidade econômica do sistema proposto. A Figura 7, apresenta a estrutura econômica do modelo adotado para a produção de hidrogênio verde, destacando os principais componentes que influenciam o fluxo de caixa. Os custos incluem os investimentos iniciais e os custos operacionais dos sistemas fotovoltaico e eletrolítico (CAPEX e OPEX), além de encargos financeiros como impostos sobre o sistema fotovoltaico, taxas de importação dos equipamentos e o custo da água utilizada no processo de eletrólise.

Por outro lado, as receitas do projeto são provenientes da comercialização do hidrogênio (H₂), principal produto do processo, e do oxigênio (O₂), gerado como subproduto. Esses fatores determinam o fluxo da caixa do sistema, que é avaliado por meio de três indicadores econômicos:

- ✓ Valor presente líquido (VPL), que mede a previsão econômica do investimento;

- ✓ Taxa interna de retorno (TIR), que indica a rentabilidade do projeto;
- ✓ Payback descontado, que define o período necessário para recuperar o capital investido.

Figura 7- Estrutura econômica do modelo de produção de hidrogênio verde



Fonte: Do Autor (2025)

3.5. Parâmetros de entrada para a modelagem (caso base)

A modelagem econômica deste estudo foi fundamentada em parâmetros técnicos e econômicos obtidos na literatura, conforme apresentada na Tabela 4. Para o dimensionamento do sistema fotovoltaico, foram consideradas capacidades variando de 500 kWp a 100 MW. A produção de hidrogênio foi estimada com base em uma irradiação solar média de 5 kWh/m²-dia.

Os principais custos considerados na análise incluíram uma taxa de câmbio de 5,70 R\$/USD e uma taxa de importação de 24% para equipamentos como eletrolisadores. O custo da água para eletrólise foi estimado em 0,0175 R\$/kg, assumindo um cenário ideal de disponibilidade hídrica local com água de boa qualidade. Ressalta-se que, para eletrolisadores do tipo PEM, é necessária água de alta pureza (geralmente grau ASTM tipo II ou superior, com condutividade inferior a 1 µS/cm), e que, em situações com baixa disponibilidade ou necessidade de pré-tratamento, os custos podem ser significativamente elevados devido à aplicação de tecnologias como reversão de osmose ou desmineralização.

O custo de transporte do hidrogênio foi estimado em 5,7 USD/ton/km, considerando uma distância média de 100 km. Para o sistema fotovoltaico, adotamos valores de CAPEX de 3.500 R\$/kWp, OPEX anual de 50 R\$/kWp e carga tributária anual de 135 R\$/kWp. Quanto ao sistema de eletrólise, os investimentos em capital (CAPEX) foram estimados em 1.100 USD/kWh para

eletrolisadores do tipo PEM, 3.000 USD/kWh para SOE e 1.000 USD/kWh para AEL, com um custo operacional (OPEX) anual de 3% do valor do investimento. Por fim, o preço de venda do hidrogênio foi projetado entre 30 e 40 R\$/kg, enquanto o oxigênio, subproduto da eletrólise, foi considerado no valor de 2,5 R\$/kg.

Tabela 4- Parâmetros técnicos e econômicos utilizados na modelagem

Variáveis	Parâmetros	Referências
Tamanho do sistema fotovoltaico (kW)	10000	Autores
Irradiação diária média (kWh/m ² .dia)	5	(ASM, 2016)
Taxa de importação	24	(SISCOMEX, 2024)
Taxa de câmbio (R\$/UD\$)	5,70	(INVESTING, 2024)
Taxa de juros (%)	14	(BNDES, 2024)
Custo da água para a eletrólise (R\$/kg)	0,0175	(Muñoz et al., 2023a)
Distância (km)	100	Autores
Custo unitário de transporte (USD/ton/km)	5,7	(Lee et al., 2018)
Preço de venda do H ₂ (R\$/kg)	30, 40	(CANALENERGIA, 2025)
Preço de venda do oxigênio (R\$/kg)	2,5	(Maggio et al., 2022)
CAPEX do sistema fotovoltaico (R\$/kWp)	3500	(EPE, 2023)
OPEX do sistema fotovoltaico (R\$/kWp/ano)	50	(EPE, 2023)
Impostos do sistema fotovoltaico (R\$/kWp/ano)	135	(EPE, 2023)
CAPEX do sistema PEM, SOE, AEL (UD\$/kWh)	1500, 3000, 1000	(IRENA, 2021b; Zun e Mclellan, 2023; IEA, 2024d)
OPEX do sistema eletrolítico (UD\$/kWh/ano)	3%	(IRENA, 2021b; IEA, 2024b)

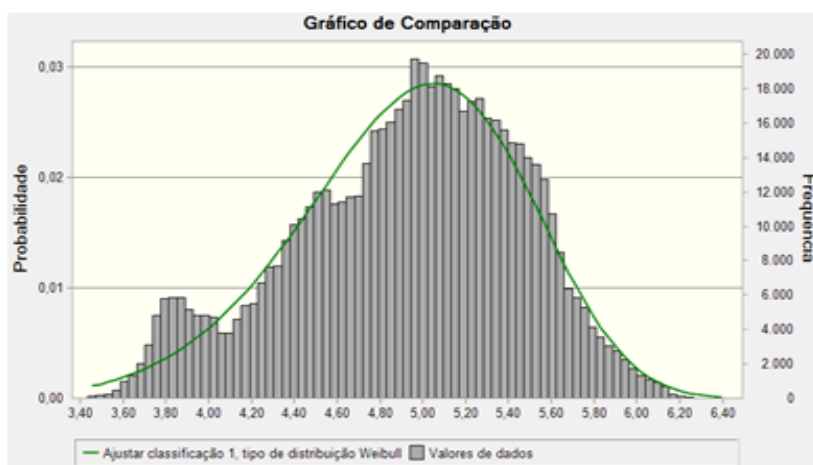
Fonte: Do Autor (2025)

Após a modelagem dos custos, foram consideradas as principais variáveis técnicas e econômicas do projeto, utilizando funções de probabilidade para representar incertezas. Essas variáveis incluem o tamanho do sistema fotovoltaico, o tipo de eletrolisador, os custos operacionais e fatores de mercado. Cada variável foi associada a uma distribuição estatística, permitindo uma estimativa mais realista dos custos e da competitividade do hidrogênio verde.

Para a irradiação solar diária, foram usados valores médios a partir do Atlas Solarimétrico de Minas Gerais (ASM, 2016). A partir destes dados foi ajustada a melhor função de probabilidade, como mostrado na Figura 8. A função de probabilidade com melhor ajuste foi a função de distribuição de Weibull.

A Tabela 5 apresenta as funções de probabilidades usadas no método de Monte Carlo, assim como também, os intervalos e parâmetros definidos para cada variável utilizada na avaliação econômica de sistemas para a produção de hidrogênio verde em Minas Gerais abordada nesta dissertação.

Figura 8- Distribuição probabilísticas para a irradiação solar em Minas Gerais



Fonte: Do Autor (2025)

Tabela 5- Funções de probabilidades usadas no método de Monte Carlo

Variável	Função de probabilidade	Parâmetros
Irradiação diária média (kWh/m ² -dia)	 Weibull	Local: 2,210 Escala: 2,930 Forma: 5,939
Taxa de câmbio (R\$/UD\$)	 Lognormal	Local: 4,4 Média: 5,13 Desvio padrão: 0,27
Tipo de eletrolisador	 Uniforme Discreto	Mín.: 1 Máx.: 3
Tamanho do sistema fotovoltaico (kW)	 Uniforme	Mín.: 500; Máx.: 100.000
Taxa de juros (%)		Mín.: 1 Máx.: 14
Custo da água para a eletrólise (R\$/kg)		Mín.: 0 Máx.: 0,0191
Distância (km)		Mín.: 0 Máx.: 100
Custo unitário de transporte (USD/ton/km)		Mín.: 0 Máx.: 5,7

Fonte: Dos Autores (2025)

Tabela 5- Funções de probabilidades usadas no método de Monte Carlo (Continuação)

Variável	Função de probabilidade	Parâmetros
Preço de venda do H2 (R\$/kg)	 Uniforme	Mín.: 15 Máx.: 30
Preço de venda do oxigênio (R\$/kg)		Mín.: 1 Máx.: 3
CAPEX do sistema fotovoltaico (R\$/kWp)		Mín.: 2.500 Máx.: 5.000
OPEX do sistema fotovoltaico (R\$/kWp/ano)		Mín.: 60 Máx.: 40
Impostos do sistema fotovoltaico (R\$/kWp/ano)		Mín.: 135 Máx.: 145
CAPEX do sistema PEM (UD\$/kWp)		Mín.: 700 Máx.: 1.500
CAPEX do sistema SOE (UD\$/kWp)		Mín.: 1.500 Máx.: 3.000
CAPEX do sistema AEL (UD\$/kWp)		Mín.: 500 Máx.: 1.000
OPEX do sistema PEM (UD\$/kWp/ano)		Mín.: 21 Máx.: 70
OPEX do sistema SOE (UD\$/kWp/ano)		Mín.: 45 Máx.: 180
OPEX do sistema AEL (UD\$/kWp/ano)		Mín.: 10 Máx.: 40
Taxa de importação (%)		Mín.: 10 Máx.: 24

Fonte: Do Autor (2025)

Para representar a incerteza das variações técnicas e econômicas, foram atribuídas distribuições de probabilidade baseadas em referências da literatura. A maioria das variáveis foi modelada por distribuições uniformes, enquanto algumas, como a taxa de câmbio, seguiram distribuição *lognormal*, devido à sua assimetria observada historicamente.

Como mostrado na Tabela 5, para o tamanho do sistema fotovoltaico do caso geral, usou-se uma distribuição de probabilidade uniforme para avaliar sistemas desde uma potência pico de 500 kW até 100 MW. Por sua vez, para definir o tipo de eletrolisador nas simulações, foi utilizada uma distribuição uniforme discreta com valores entre 1 e 3, correspondendo a 1 = Eletrolisador de membrana de troca polimérica, 2 = Eletrolisador oxido de sólidos e 3 = Eletrolisador alcalino.

De maneira semelhante ao caso da irradiação solar, para a taxa de câmbio foram usados históricos entre os dados 1/10/2022 e 1/9/2024 a partir do site Preços históricos USD/BRL (INVESTING, 2024). A melhor função de probabilidade obtida foi a distribuição Lognormal (Tabela 5).

Para a variável custo da água foi usada uma função de distribuição uniforme com valor mínimo de 0, isto é, desconsiderando o custo da água, até 0,0175 R\$/kg, que atende aos valores típicos da literatura (Muñoz et al., 2023b; Kumar et al., 2024; Makepeace et al., 2024). Da mesma forma, a distância entre a planta de hidrogênio e o usuário principal foi modelada por uma distribuição uniforme, variando entre 0 e 100 km.

A função de distribuição uniforme também foi usada para definir as variáveis custo unitário de transporte (de 0 a 5,7 UD\$/t/km), preço de venda do hidrogênio (de 30 a 40 R\$/kg) e preço de venda do oxigênio (de 1 a 3 R\$/kg) de acordo com a faixa de valores encontrados na literatura (Kato et al., 2005; IRENA, 2021b; Freire Ordóñez et al., 2023; Wang et al., 2023; ANZ, 2024; Assunção et al., 2024; EIA, 2024; Kotowicz et al., 2024; STATISTA, 2024).

Além disso, a taxa de juros foi modelada com uma distribuição uniforme entre 1% e 11%, com base nas informações do Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES, 2024). Considerando a taxa Selic como referência, essa faixa foi adotada para representar a variabilidade das taxas de juros praticadas no mercado.

O sistema fotovoltaico foi modelado considerando as variações de custo de CAPEX, OPEX e encargos/impostos, utilizando distribuições uniformes conforme apresentado na Tabela 5. Essas variações foram determinadas com base nos Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 (EPE, 2023). No caso dos eletrolisadores, como não há dados específicos de CAPEX e OPEX para equipamentos em operação no Brasil, foram utilizados valores de referência da literatura internacional. Assim, foi considerado a importação destes equipamentos. Foi considerado uma taxa de importação variando de 10 a 24% de acordo com as informações obtidas do site (SISCOMEX, 2024).

A Tabela 5, apresenta, também, as distribuições de probabilidade do CAPEX (em USD/kW) para os eletrolisadores PEM, SOE e AEL, respectivamente, com base nos intervalos de custo encontrados na literatura. De igual maneira, dita tabela mostra as distribuições de probabilidade do OPEX (em USD/kW/ano) para os eletrolisadores, também com base na literatura.

Para representar a incerteza associada às variações econômicas e técnicas, todas foram modeladas por distribuições uniformes, com intervalos definidos com base na literatura.

A fim de identificar as variáveis com maior impacto sobre os indicadores econômicos, foi realizada uma análise de sensibilidade, com base na variação individual de parâmetros-chave, como o CAPEX do eletrolisador, irradiação solar, taxas de juros, preço de venda do hidrogênio, entre outros. Essa abordagem permitiu quantificar o grau de influência de cada variável sobre o Valor Líquido Presente VPL, contribuindo para o entendimento da estrutura econômica do projeto. Os resultados dessa análise orientaram os ajustes nas faixas de variação utilizadas posteriormente nos cenários simulados através do método de Monte Carlo, aprimorando a avaliação das previsões econômicas em contextos mais realistas.

Para lidar com as incertezas decorrentes dos parâmetros técnico-econômicos dos sistemas de produção de hidrogênio verde, foi adotado o método de simulação de Monte Carlo. Essa técnica estatística permite estimar a variabilidade dos resultados econômicos por meio da geração de milhares de probabilidades possíveis das variáveis de entrada, com base em distribuições de probabilidades previamente definidas.

Foram realizadas 10.000 iterações para cada cenário, o que possibilitou a avaliação probabilística do Valor Presente Líquido (VPL) e a identificação da probabilidade de ocorrência de cenários economicamente viáveis. A aplicação da simulação de Monte Carlo contribuiu diretamente para o alcance dos objetivos do estudo, para permitir uma análise robusta da sensibilidade do projeto frente às incertezas e a identificação das variáveis com maior impacto nos resultados econômicos.

3.6. Ferramenta computacional

Para viabilizar a análise técnico-econômica deste estudo, foi desenvolvida uma ferramenta computacional no Microsoft Excel. Essa ferramenta foi essencial para organizar os dados técnicos e realizar simulações estocásticas com base em diferentes variações dos intervalos do projeto. A estrutura da planilha é dividida em três detalhes principais. A primeira seção, relacionada à energia solar, contempla os dados de entrada necessários para calcular a energia elétrica disponível para a eletrólise. Nessa aba, foram considerados o tamanho do sistema fotovoltaico, fixado em 10.000 kWp, uma irradiação solar diária média de 5 kWh/m²·dia (com base no Atlas Solarimétrico de Minas Gerais), a eficiência do sistema com valores extraídos da literatura, além dos custos associados ao investimento e à operação, como o CAPEX de R\$ 3.500/kWp, o OPEX anual de R\$ 50/kWp e os impostos de R\$ 135/kWp ao ano.

Com esses dados, a planilha calcula a energia anual gerada pelo sistema fotovoltaico e sua disponibilidade para alimentar o processo de eletrólise. Na segunda seção, dedicada à produção de hidrogênio, são processadas as informações de energia disponíveis, aplicando-se os parâmetros operacionais e financeiros do sistema eletrolítico. Foram incluídas três tecnologias de eletrólise: PEM, SOE e AEL, com respectivos CAPEX de 1.500, 3.000 e 1.000 USD/kWh. O OPEX anual foi definido como 3% do CAPEX, e o custo da água utilizada no processo foi estimado em R\$ 0,0175 por kg. A eficiência de conversão da eletrólise foi definida com base em dados da literatura. A partir desses intervalos, a ferramenta estima a quantidade de hidrogênio produzido anualmente, em kg.

A terceira seção é dedicada à análise econômica, onde são realizados os cálculos financeiros necessários para avaliar a previsão do projeto. Nessa etapa, foram incluídos os custos totais de investimento (CAPEX), englobando os gastos com os sistemas de geração fotovoltaica e eletrólise, bem como os custos operacionais (OPEX), que incluem manutenção, impostos e outras despesas variáveis relacionadas à operação. As receitas foram estimadas com base na comercialização do hidrogênio, com preços variando entre R\$ 30 e R\$ 40 por kg, e do oxigênio, subproduto do processo, considerado no valor de R\$ 2,50 por kg. Os custos logísticos incluíram uma distância de transporte de 100 km e um custo unitário de transporte de 5,7 USD por tonelada por milhão. Por fim, foram aplicados aspectos financeiros como taxa de importação de 24%, taxa de câmbio de R\$ 5,70/USD e taxa de juros de 14% ao ano. A partir desses dados, a ferramenta calcula os principais indicadores econômicos do projeto, como o fluxo de caixa anual, o tempo de retorno do investimento (*payback*) e a taxa interna de retorno (TIR), permitindo uma avaliação robusta da previsão financeira da iniciativa.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nesta seção, apresenta-se uma análise de cenários para avaliar a viabilidade econômica do projeto de hidrogênio verde, utilizando simulações de Monte Carlo. A metodologia empregada permite quantificar incertezas e variabilidades associadas aos parâmetros do projeto, como custos, preços de mercado e eficiência tecnológica.

4.1. Modelos propostos para produção de energia e hidrogênio verde

Os modelos utilizados neste estudo para estimar a produção de energia solar e de hidrogênio foram adotados com base em diferentes autores na literatura (Fopah-Lele et al., 2021; Kamil et al., 2024). Para a produção das quantidades de hidrogênio e oxigênio apresentadas, foi projetado um sistema fotovoltaico com capacidade instalada de 10.000 kWp (10 MWp) e uma irradiação média de 5 kWh/m²·dia, resultando em uma produção anual de energia elétrica de aproximadamente 1.825.000 kWh/ano. A produção anual de hidrogênio obtida neste estudo varia de acordo com o tipo de eletrolisador adotado, conforme demonstrado na Tabela 6.

Tabela 6- Quantidade de H₂ em função dos tipos de eletrolisadores

Tipos de eletrolisadores	Quantidade de H ₂ (kg/ano)	Quantidade de O ₂ (kg/ano)
PEM	31.368	250.943
SOE	53.585	428.679
AEL	27.556	220.451

Fonte: Do Autor (2025)

Em comparação, o estudo de Muñoz Díaz et al. (2023c), desenvolveram uma escala muito superior, com um sistema fotovoltaico de 180 MW e um eletrolisador de 171 MW, estimando-se uma produção anual de cerca de 16.000 toneladas de hidrogênio. Essa diferença evidencia o impacto da escala do sistema na previsão de projetos de produção industrial em larga.

De forma semelhante, Khan et al., (2021a), avaliaram um modelo baseado em equipamentos de energia solar de concentração (CPV-E), com uma planta projetada para produzir 50 toneladas de H₂ por dia (16.650 toneladas por ano) na cidade de Tabuk, Arábia Saudita. A taxa de produção foi de 5,49 t/h, com um consumo energético de 32,66 kWh/kg de H₂ (LHV), compatível com eletrolisadores de alta eficiência.

4.2. Estrutura econômica do modelo

Os resultados do modelo consideram todas as variáveis descritas na Tabela 4. A modelagem foi aplicada a uma planta fotovoltaica de 10 MWp destinada à produção de energia

elétrica, integrada a um eletrolisador, que pode ser selecionado entre um dos três tipos de eletrolisadores avaliados (PEM, SOE e AEL). A quantidade de hidrogênio produzida por cada tecnologia está apresentada na Tabela 7. Para o sistema fotovoltaico, foi proposto um custo de investimento (CAPEX) de 3.500 R\$/kWp, com custos operacionais anuais (OPEX) de 50 R\$/kWp/ano, além de impostos estimado em 130 R\$/kWp/ano, conforme previsto no Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 (EPE, 2023).

Os custos dos eletrolisadores (PEM, SOE, AEL) foram calculados com base nos valores de IRENA, (2021b) e IEA, (2024), ajustados pela taxa de importação de 24% (SISCOMEX, 2024), permitindo a avaliação econômica comparativa das tecnologias, conforme Tabela 4, na seção de Metodologia.

Além disso, o modelo incorpora o custo da água utilizada na eletrólise, estimado em 0,0175 R\$/kg de H₂, conforme estudo de Muñoz Díaz; Chávez Oróstica e Guajardo, (2023d). Com base nesses parâmetros, foi possível estimar os principais indicadores econômicos de cada cenário, como o valor presente líquido (VPL), a taxa interna de retorno (TIR) e o Payback, permitindo uma avaliação econômica específica dos projetos de hidrogênio verde, conforme a Tabela 4.

4.3. Caso base

Os cálculos foram realizados considerando 20 anos, alinhado com a vida útil esperada dos principais componentes do sistema. A Tabela 7, apresenta os resultados do cálculo do valor presente líquido (VPL), a taxa interna de retorno (TIR) e o período de retorno (*Payback*) para as três tecnologias de eletrolisadores analisadas: PEM, AEL e SOE.

Com base nos custos médios da literatura, verifica-se que, dentre as tecnologias avaliadas, apenas o eletrolisador AEL apresenta VPL positivo (R\$ 480.298,16), com um TIR de 11,95% e *payback* de 16,8 anos. Já as tecnologias PEM (VPL = -R\$ 973.150,51) e SOE (VPL = -R\$ 2.721.993,42) demonstram inviabilidade econômica sob as condições atuais.

Tabela 7- Análise econômica na produção de hidrogênio

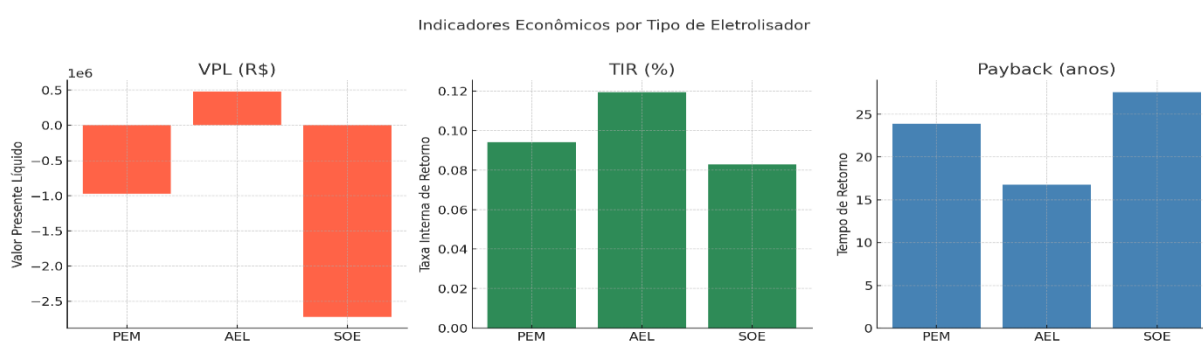
Tipos de eletrolisadores	VPL (R\$)	TIR	PAYBACK
PEM	-973.150,51	9,41%	23,9
AEL	480.298,16	11,95%	16,8
SOE	-2.721.628,34	8,28%	27,6

Fonte: Do Autor (2025)

De acordo com os resultados obtidos no cenário base, observa-se que os projetos de produção de hidrogênio verde, nas condições atuais, não apresentam propostas econômicas positivas. A análise foi realizada com base em parâmetros médios obtidos na literatura.

A Figura 9, apresenta os principais indicadores econômicos, como o valor presente líquido (VPL), a taxa interna de retorno (TIR) e o *Payback*, para os eletrolisadores do tipo PEM, AEL e SOE, com base em parâmetros técnicos e econômicos obtidos na literatura. No entanto, o eletrolisador AEL se destacou por apresentar os melhores resultados econômicos entre os três modelos analisados. Com um VPL de R\$ 480.298,16, TIR de 11,95% e *Payback* de 16,8 anos, o sistema AEL foi o único a apresentar um VPL positivo e uma taxa de retorno superior à Taxa Mínima de Atratividade (TMA) estabelecida no estudo, de 10%. Esses resultados indicam que, nas condições previstas, o modelo AEL é o mais viável economicamente para a produção de hidrogênio verde, tornando-se uma alternativa atrativa do ponto de vista financeiro. Enquanto que, o eletrolisador PEM apresentou um VPL de -R\$ 973.150,51, TIR de 9,41% e *Payback* de 23,9 anos. Apesar de ter um desempenho melhor que o modelo SOE, não atingiu a TMA, o que compromete suas perspectivas econômicas. Por fim, o modelo SOE apresentou os indicadores mais baixos, com um VPL de -R\$ 2.721.628,34, TIR de 8,28% e *Payback* de 27,6 anos, indicando uma baixa atratividade econômica dentro do cenário analisado.

Figura 9- Indicadores econômicos por tipo de eletrolisador



Fonte: Do Autor (2025)

Os resultados obtidos estão de acordo com estudos da IEA, (2023b), o alto custo da eletricidade e dos eletrolisadores torna o hidrogênio verde menos competitivo em comparação ao hidrogênio cinza. De forma similar, a IRENA, (2021b) também destaca que a redução dos custos de produção do hidrogênio verde depende fortemente da queda no preço da energia renovável e do aumento da escala de produção de eletrolisadores, o que ainda não foi plenamente realizado em contextos como o avaliado neste estudo.

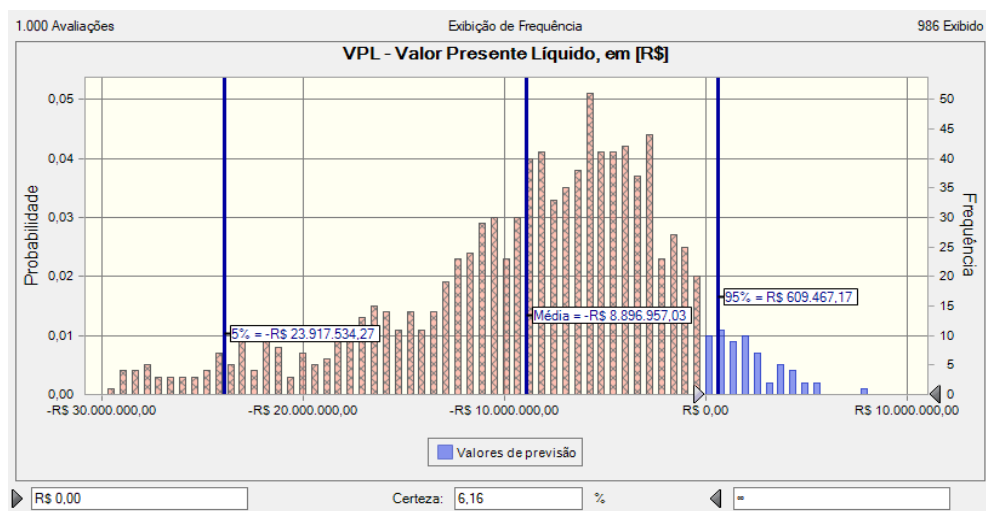
Em estudo semelhante realizado por Riedel et al., (2024) sobre a produção de hidrogênio verde no Brasil a partir de energia solar, os autores também verificaram resultados econômicos desfavoráveis, com TIR inferior a 8% em cenários base. Os autores sugerem que apenas com a redução significativa no custo dos eletrolisadores e com os incentivos fiscais é possível atingir níveis aceitáveis de retorno. Esse resultado corrobora os resultados obtidos na presente análise para o eletrolisador SOE, que apresentou um VPL negativo de -R\$ 2.721.628,34, e uma TIR de apenas 8,28%, indicando que, nas condições atuais de mercado e tecnologia, o investimento não se mostra economicamente atrativo.

O modelo SOE, que apresentou os piores indicadores (VPL de -R\$ 2.721.628,34, TIR de 8,28% e *Payback* de 27,6 anos), reforça a análise de Gallardo et al., (2021), que avaliam que, apesar do potencial teórico superior dos eletrolisadores de óxidos sólidos, seus altos custos e complexidade operacional ainda representam barreiras significativas à competitividade econômica.

4.4. Avaliação do risco econômico pelo meio da simulação de Monte Carlo

Com base na faixa de valores encontrados na literatura, foi aplicada a Simulação de Monte Carlo. Foram realizadas 10.000 iterações para quantificar a incerteza associada ao VPL do projeto. A Figura 10 apresenta o histograma de probabilidades do VPL, evidenciando que há uma baixa probabilidade de o projeto ser economicamente viável. Os resultados indicam que apenas 6,16% dos cenários simulados apresentaram VPL positivo, sugerindo baixa viabilidade econômica para o projeto sob as condições analisadas.

Figura 10- Histograma de probabilidade



Fonte: Do Autor (2025)

Esse resultado pode ser explicado por diversos fatores críticos apontados na literatura. Inicialmente, destaca-se o elevado custo de capital (CAPEX) dos sistemas de eletrólise, especialmente para tecnologias mais consolidadas como o PEM, cujos valores ultrapassam 1.000 USD/kWh, conforme relatado pela IEA (2022) e pela BloombergNEF (BNEF, 2023). Embora os custos operacionais (OPEX) sejam relativamente menores, eles exercem impacto significativo no fluxo de caixa ao longo do tempo, principalmente em projetos de menor escala, como aqueles baseados em plantas com capacidade até 100 kWp. Outro fator é o custo da energia elétrica gerada por sistemas fotovoltaicos de pequena escala, que tende a ser mais alto devido à ausência dos benefícios decorrentes da economia de escala. Estudos como os de Lencho et al., (2025) e (Barbosa et al., 2024) evidenciam que o Custo Nivelado do Hidrogênio (LCOH) é fortemente influenciado pela escalada do projeto e pelo fator de capacidade da planta, tornando projetos de menor porte menos competitivos em comparação às alternativas centralizadas.

4.4.1. Simulação de cenários

A Tabela 8, apresenta os resultados da análise econômica da produção de hidrogênio verde, baseada em diferentes condições técnico-econômicas simuladas (ver Apêndice B). Foi utilizada uma simulação de Monte Carlo com 10.000 iterações, considerando a variabilidade dos principais parâmetros do projeto: tipo de eletrolisador (PEM, AEL e SOE), custos de investimento (CAPEX), irradiação para os painéis solares, preço de venda do hidrogênio, taxa de câmbio e taxas de juros. Com base nas condições atuais relatadas na literatura, foi observado que apenas 6,16% dos cenários resultaram em um valor presente líquido VPL positivo, indicando que, nas situações vigentes, a probabilidade de previsão econômica do projeto ainda é bastante limitada.

Tabela 8- Análise econômica da produção de hidrogênio - Simulação de Monte Carlo

VPL (R\$)	CAPEX Eletrolisador (R\$/kW)	CAPEX sistema FV (R\$/kW)	Tipo de Eletrolisador	Irradiação solar (kWh/m ²)	Preço de venda H ₂ (R\$)	Taxa de câmbio (R\$/S)	Taxa de juros (%)
-42.678.465,02	2.910,01	4.313,69	SOE	4,12	30,58	6,67	5,07
-39.625.023,01	2.979,67	4.234,31	SOE	4,26	32,94	6,00	2,05
-38.065.490,08	2.583,60	3.441,19	SOE	3,52	32,51	6,10	2,00
-33.747.345,73	2.797,56	3.108,80	SOE	4,42	35,48	6,38	3,33
-33.505.253,96	2.363,70	3.164,01	SOE	2,84	34,79	5,58	1,49
-7.081.475,18	1.098,04	2.748,21	PEM	4,74	34,23	5,44	4,14
-7.078.269,07	1.269,71	3.017,04	PEM	5,14	39,60	5,51	6,24
-6.946.848,40	577,41	2.917,51	AEL	3,45	34,80	5,90	2,80
-6.937.924,87	766,64	4.464,63	AEL	4,27	38,04	5,37	9,32

Fonte: Do Autor (2025)

A partir da Tabela 8, pode-se constatar que os projetos com eletrolisadores do tipo SOE (Óxido Sólido) apresentam, quase sempre, os piores resultados de VPL, com valores negativos. Isso ocorre devido ao alto custo de CAPEX dessa tecnologia, de acordo com a literatura. Em alguns casos simulados, os eletrolisadores do tipo AEL e PEM, apresentaram resultados economicamente inviáveis. Em contrapartida a Tabela 9, mostra que o eletrolisador AEL (Alcalino) apresentou melhores resultados de VPL positivo, isso deve-se ao baixo custo do CAPEX dentre as tecnologias. De acordo com estudo de Ghaebi Panah et al., (2022), analisaram três tipos de eletrolisadores: alcalinos (AEL), de membrana polimérica (PEM) e de óxido sólido (SOE), e concluíram que os modelos AEL e PEM apresentam, atualmente, maior atratividade econômica. No entanto, mesmo que a SOE ainda tenha um custo alto, ele pode ficar mais barato no futuro com o aumento do uso dessa tecnologia. Segundo os autores, os custos desses equipamentos podem cair cerca de 33% no caso dos AEL, 34% para os PEM e até 50% para os SOE, se forem produzidos em maior escala. Essa perspectiva é corroborada por relatórios da IEA, (2023b) e da IRENA, (2021c), que também projetam queda significativa de preços dos eletrolisadores nos próximos anos.

Tabela 9- Probabilidade de VPL Positivo nas Simulações de Monte Carlo

VPL (R\$)	Capex Eletrolisador (R\$/kW)	Capex sistema FV (R\$/kW)	Tipo de Eletrolisador	Irradiação solar (kWh/m ²)	Preço de venda H ₂ (R\$/t)	Taxa de câmbio (R\$/t)	Taxa de juros (%)
117.014,13	532,38	4.517,19	AEL	5,34	32,58	5,51	3,41
159.894,90	551,32	3.468,48	AEL	5,49	31,88	6,18	1,93
230.512,84	541,28	3.750,64	AEL	5,00	36,25	5,70	3,59
262.498,04	622,14	2.781,83	AEL	5,16	38,46	5,91	4,12
278.895,57	544,56	4.793,92	AEL	5,16	36,08	5,91	2,02
282.779,72	715,07	2.814,38	AEL	5,17	37,88	5,31	3,92
357.241,88	1.775,78	3.814,74	AEL	5,26	32,72	5,48	1,18
394.044,18	740,44	2.634,03	AEL	5,43	33,45	5,93	3,81
429.217,96	522,81	3.443,70	AEL	5,96	32,81	5,48	8,67
466.372,31	501,66	3.092,20	AEL	4,89	38,43	5,96	5,06
474.554,58	961,81	2.587,97	PEM	5,18	39,56	5,60	2,02
504.501,68	1.750,17	4.137,35	SOE	5,36	32,44	5,53	1,41
1.749.235,76	886,91	2.510,02	PEM	5,50	38,70	6,16	1,22
1.794.931,35	1.759,49	3.066,40	SOE	5,59	37,60	5,94	3,80
770.700,34	839,01	4.704,29	PEM	5,60	38,20	6,20	1,29
772.325,34	518,06	3.567,24	AEL	5,07	35,23	5,28	5,18
812.608,86	1.697,33	3.054,10	SOE	5,31	30,45	5,35	2,11

Fonte: Do Autor (2025)

Com base na Tabela 9, as simulações realizadas demonstram que projetos de produção de hidrogênio verde dependem de uma combinação específica de variáveis. Os resultados indicam que, para alcançar um valor presente líquido positivo, o CAPEX do eletrolisador deve estar na

faixa de 500 a 1.500 R\$/kW. Quando esse valor ultrapassa os 1.500 R\$/kW, o VPL tende a se tornar negativo, como observado em simulações que utilizam o eletrolisador (SOE), que apresenta um custo de investimento elevado. Além do custo do eletrolisador, a irradiação solar do local de implantação é importante nas previsões do projeto. Para que a geração de energia solar seja suficiente para cobrir os custos operacionais e proporcionar retorno, é necessário que a irradiação esteja entre 5,0 e 6,5 kWh/m²/dia. Diversas microrregiões de Minas Gerais apresentam esse potencial, com destaque para Janaúba (5,7 kWh/m²/dia), Montes Claros (5,6), Pirapora e Ituiutaba (5,5), Unaí, Paracatu e Frutal (5,4), Uberlândia, Três Marias, Curvelo e Bocaiúva (5,3), Uberaba, Sete Lagoas, Patrocínio e Pará de Minas (5,2), além de outras como Salinas, Patos de Minas, Passos, Formiga, Divinópolis, Bom Despacho, Belo Horizonte (5,1), Varginha, São Sebastião do Paraíso, Pedra Azul, Oliveira, Lavras e Itaguara, Diamantina, Campo Belo, Araxá, Araçuaí, Alfenas e Santa Rita do Sapucaí (5,0 kWh/m²/dia). Em locais com irradiação inferior a esse intervalo, a menor produção de energia solar compromete a viabilidade do projeto. Com esses níveis de irradiação, a geração de energia solar se torna suficiente para cobrir os custos operacionais e gerar um VPL positivo. Conforme destacado por Garud et al., (2023), existe uma correlação direta entre altos índices de irradiação solar e a redução nos custos de produção de hidrogênio verde. Esta relação é confirmada pelos resultados do presente estudo, que identificaram que em regiões com irradiação inferior a 5,0 kWh/m²/dia, o VPL apresenta tendência consistentemente negativa, fator atribuído à menor geração de energia fotovoltaica disponível para a eletrólise.

A taxa de juros é um fator crítico na perspectiva econômica dos projetos. Com base na taxa de referência de 14% ao ano (BNDES, 2024), conforme simulações indicaram que, para que o projeto apresente um valor presente líquido positivo, a taxa de desconto deverá ser inferior a 10% ao ano. Taxas mais baixas, entre 1% e 8% ao ano, aumentam a rentabilidade do projeto, pois elevam o valor presente dos fluxos de caixa futuros. Em contrapartida, taxas elevadas, como 14%, resultam em VPL negativo e comprometendo a viabilidade do projeto.

Além disso, o preço de venda do hidrogênio também tem impacto direto nos resultados. As simulações indicam que, para viabilizar economicamente o projeto, o preço de venda precisa estar acima de 30,00 R\$/kg. Os valores abaixo disso dificultam a recuperação do investimento, especialmente em cenários com CAPEX mais elevado. Esses resultados se aproximam de estudos como os de Zhao e Brouwer, (2015), que estimaram preços entre 6,71 e 9,14 US\$/kg, dependendo da taxa de juros; de Gül e Akyüz, (2023), que obtiveram valores entre 5,87 e 6,80 US\$/kg; e de Abdin e Mérida, (2019a), que apontaram uma faixa de 6,55 a 6,88 US\$/kg. A conversão do preço

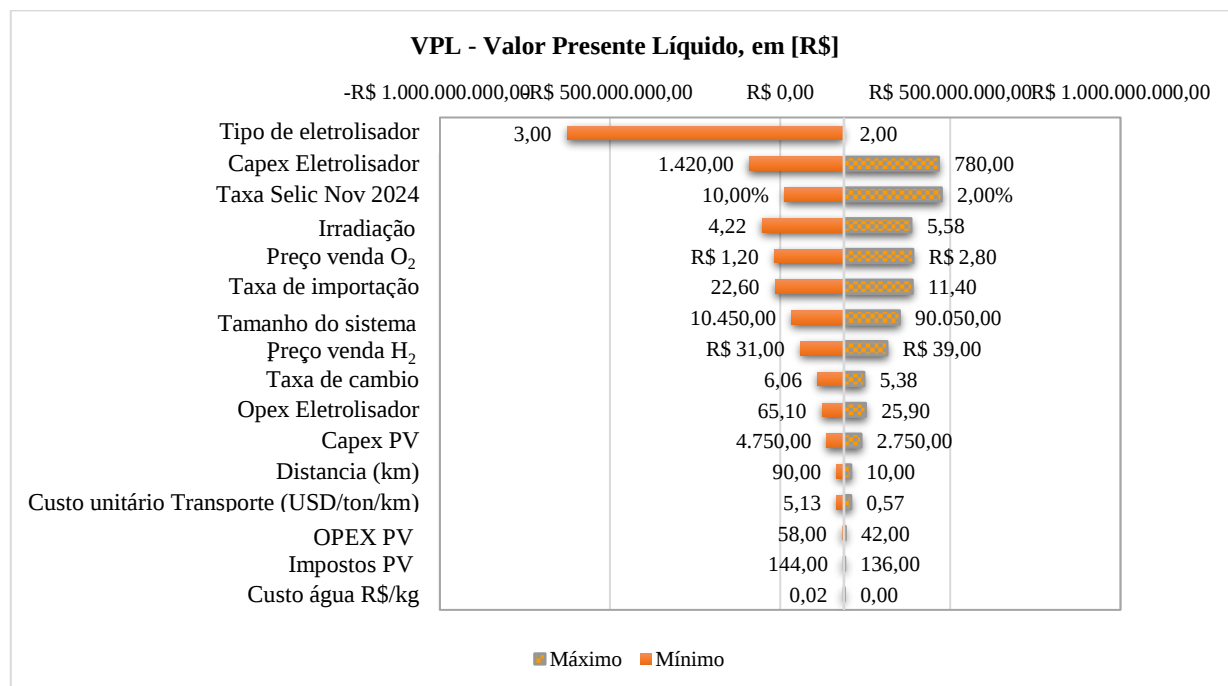
adotado neste trabalho (R\$ 30,00/kg) equivale a aproximadamente 6 US\$/kg, o que indica convergência com a faixa inferior desses estudos. No entanto, embora alguns autores se relacionem com previsões em determinadas condições, este trabalho observou que mesmo com preços internacionalmente competitivos, a combinação de CAPEX elevada e taxas de juros de 14% inviabilizam economicamente o projeto. Isso evidencia que, no contexto nacional, fatores como custo de capital e condições locais de radiação solar têm peso mais determinante sobre o VPL do que o preço de venda isoladamente.

O CAPEX do sistema fotovoltaico, que nas simulações variou entre R\$ 2.600 e R\$ 4.800 por kWp, demonstrou ter impacto direto no custo de geração de energia para a eletrólise. Os resultados indicam que, para garantir uma solução economicamente viável, esse valor idealmente deve se manter abaixo de R\$ 3.500 por kWp. Contudo, o estudo revela que mesmo em cenários com custos fotovoltaicos elevados (R\$ 4.800/kWp), ainda é possível alcançar um VPL positivo quando combinados quatro fatores: (1) alta irradiação solar superior a 5,5 kWh/m²/dia, (2) preço de venda do hidrogênio acima de R\$ 30,00 por kg, (3) CAPEX do eletrolisador reduzido para menos de 800 R\$/kW, e (4) taxas de juros abaixo de 8% ao ano. A análise identificou ainda um quinto fator, a taxa de câmbio entre o real e o dólar que também influencia significativamente, uma vez que muitos dos equipamentos são importados. Quando a cotação ultrapassa R\$ 5,50 por dólar, os custos em reais aumentam consideravelmente, impactando níveis os resultados econômicos.

4.5. Análise de sensibilidade

A Figura 11 mostra uma análise de sensibilidade do VPL, elaborada com base nos resultados da simulação de Monte Carlo, no qual foi adotado um cenário com parâmetros da literatura. Nesse caso, observou-se um aumento de 6,16% na probabilidade de opções econômica. O gráfico foi elaborado com base em sete variáveis com impacto sobre os resultados econômicos da produção de hidrogênio: tipo de eletrolisador, taxa de juros, CAPEX do eletrolisador, preço de venda do hidrogênio, irradiação solar média diária, taxa de câmbio e CAPEX do sistema fotovoltaico.

Figura 11- Análise de sensibilidade



Fonte: Do Autor (2025)

Esses resultados mostram que o tipo de eletrolisador, a taxa de juros e o CAPEX são as variáveis de maior impacto sobre o VPL. Além disso, a irradiação solar tem um impacto positivo ao melhorar a eficiência da geração de energia. A taxa de câmbio e o CAPEX dos painéis fotovoltaicos também influenciaram os resultados, mas em menor escala. O preço de venda do hidrogênio afeta diretamente a receita. Quando esse preço aumenta (de R\$ 34 para R\$ 46 por quilo), o VPL melhora. A produção de hidrogênio também depende da irradiação solar, já que a energia solar é usada no processo de eletrólise. De acordo com o estudo de Huang et al., (2023) cinco fatores propostos no seu estudo, os quais são: gasto de capital FV, gasto de capital do eletrolisador, eficiência de conversão FV, preço do hidrogênio e taxa de desconto podem afetar o VPL dos projetos para produção de hidrogênio, as mudanças no preço do hidrogênio têm o efeito mais notável.

Do mesmo modo, Baral e Šebo, (2024b) ao analisar parâmetros econômicos para um sistema híbrido que consiste em energia solar fotovoltaica (com armazenamento), verificaram que o componente de custo mais sensível foi o CAPEX, seguido pela taxa de juros e o fator de capacidade, sendo estes valores considerados similares quando comparados aos do presente estudo, devido a variação da taxa de juros e do CAPEX.

4.6. Ferramenta computacional

Com base na ferramenta computacional desenvolvida no software Microsoft Excel, foi possível a análise econômica estocástica de realização de projetos de produção de hidrogênio verde por meio de sistemas fotovoltaicos. Para isso, utilizou-se um complemento que permite a realização de simulações de Monte Carlo, facilitando a identificação das condições técnicas e econômicas sob quais o projeto se torna viável. A descrição da interface da ferramenta está apresentada no Apêndice A.

4.6.1. Geração de energia solar

Foram inseridos os dados técnicos da planta fotovoltaica, como o tamanho do sistema (10.000 kWp), irradiação média diária (5 kWh/m²·dia, com base no Atlas Solarimétrico de Minas Gerais), eficiência do sistema, custos de investimento (CAPEX de R\$ 3.500/kWp), custos operacionais (R\$ 50/kWp/ano) e tributos (R\$ 135/kWp/ano). A partir desses dados, foi calculada a energia elétrica anual disponível para o processo de eletrólise.

4.6.2. Produção de hidrogênio

Com base na energia elétrica gerada, a segunda aba da ferramenta incorporou os parâmetros técnicos das tecnologias de eletrólise consideradas (PEM, AEL e SOE). Foram inseridos dados como CAPEX (entre USD 1.000 e 3.000/kW), OPEX anual (3%), custo da água utilizada no processo (R\$ 0,0175/kg) e eficiência de conversão de cada tecnologia, conforme valores obtidos na literatura. A produção de hidrogênio foi estimada em kg/ano para cada combinação simulada.

4.6.3. Análise econômica

A aba final concentrou os cálculos de fluxo de caixa, valor presente (VPL), taxa interna de retorno (TIR) e tempo de retorno do investimento (*payback*). Foram considerados custos de transporte (R\$ 5,7/ton/km para 100 km), receitas com venda de hidrogênio (R\$ 30 a R\$ 40/kg) e Oxigênio (R\$ 2,5/kg), além de parâmetros macroeconômicos como taxa de juros (14%), câmbio (R\$ 5,70/USD) e impostos de importação (24%).

As simulações realizadas com a ferramenta computacional permitiram avaliar, de forma sistemática, a sensibilidade dos projetos de hidrogênio verde às variáveis técnicas e econômicas consideradas. Na primeira simulação, com parâmetros baseados na literatura, apenas 6,16% dos cenários apresentados VPL positivos, evidenciando que, nas condições atuais, os projetos enfrentam dificuldades econômicas significativas. Os principais fatores que comprometeram o

projeto foram os altos custos de CAPEX, tanto dos sistemas fotovoltaicos quanto, especialmente, dos eletrolisadores, além das elevadas taxas de juros. Os cenários viáveis são definidos em condições específicas:

- ✓ CAPEX do eletrolisador inferior a R\$ 1.000/kW,
- ✓ CAPEX do sistema fotovoltaico entre R\$ 2.800/kWp e R\$ 3.800/kWp,
- ✓ taxas de juros reduzidas.

Em contrapartida, os cenários inviáveis foram marcados por CAPEX do eletrolisador superior a R\$ 2.400/kW, fotovoltaico acima de R\$ 4.900/kWp e taxas de juros elevadas acima de 10% ao ano, especialmente nos casos em que se utilizou o eletrolisador SOE.

A análise de sensibilidade indicou que a variável com maior impacto sobre o VPL foi o tipo de eletrolisador adotado, com destaque positivo para o AEL, em razão do seu menor CAPEX. Em seguida, se destacam as taxas de juros e o CAPEX do eletrolisador, seguidos pelo preço de venda do hidrogênio e pela irradiância solar média diária. O câmbio e o CAPEX do sistema fotovoltaico também influenciaram os resultados, porém com menor magnitude relativa.

5. CONCLUSÕES

Os resultados das simulações de Monte Carlo mostraram que as previsões econômicas da produção de hidrogênio verde em Minas Gerais ainda enfrentam desafios significativos, especialmente devido aos elevados custos de investimento (CAPEX) e às condições macroeconômicas, como taxas de juros e câmbio. No entanto, conclui-se que:

A análise estocástica permitiu identificar as condições nas quais a produção de hidrogênio verde a partir de sistemas fotovoltaicos em Minas Gerais pode ser economicamente viável. Na simulação, realizada com base em parâmetros da literatura, observou-se que apenas 6,16% dos cenários simulados apresentaram VPL positivo.

Os cenários com VPL positivos foram, sobretudo, a projetos com CAPEX do eletrolisador inferior a R\$ 1.000/kW e CAPEX do sistema fotovoltaico entre R\$ 2.800/kWp e R\$ 3.800/kWp. Por outro lado, nos projetos com VPL negativo, os eletrolisadores tiveram custos superiores a R\$ 2.400/kW, sendo o eletrolisador SOE o mais recorrente nesses casos, devido ao seu elevado CAPEX. Além disso, sistemas fotovoltaicos com CAPEX acima de R\$ 4.900/kWp e taxas de juros mais altas também apresentaram cenários inviáveis.

A análise de sensibilidade apontou o tipo de eletrolisador como variável com maior impacto sobre o VPL. O eletrolisador AEL apresentou melhor desempenho econômico em comparação com os demais. A taxa de juros e o CAPEX do eletrolisador também influenciaram significativamente os resultados. O preço de venda do hidrogênio, a irradiação solar e a taxa de câmbio afetaram a influência. O eletrolisador AEL foi o que apresentou os melhores resultados nos cenários viáveis, combinando menor CAPEX. Em seguida, as taxas de juros e o CAPEX do eletrolisador demonstraram-se determinantes nos resultados. O preço da venda do hidrogênio, a irradiação solar e a taxa de câmbio também influenciaram os resultados, embora com menor intensidade.

Conclui-se que as variáveis econômicas da produção de hidrogênio verde, no contexto específico, dependem significativamente da redução dos custos de capital, da escolha adequada do tipo de eletrolisador e das condições macroeconômicas, as quais influenciam diretamente os resultados obtidos.

Nesse sentido, sugere-se que futuras pesquisas explorem outras combinações tecnológicas e regionais, bem como o impacto de políticas públicas de fomento à cadeia produtiva do orçamento verde no Brasil.

6. REFERÊNCIAS

ABDIN, Z.; MÉRIDA, W. **Hybrid energy systems for off-grid power supply and hydrogen production based on renewable energy: A techno-economic analysis**. *Energy Conversion and Management*, v. 196, p. 1068–1079, 15 set. 2019. doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2019.06.068. Acesso em: 23 fev. 2025.

ABSOLAR. ABSOLAR - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. Acesso em: 31 maio. 2025.

ACAR, C.; DINCER, I. **Comparative assessment of hydrogen production methods from renewable and non-renewable sources**. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2 jan. 2014. doi: 10.1016/j.ijhydene.2013.10.060.

ACEVES, S. M.; ESPINOSA-LOZA, F.; ELMER, J. W.; HUBER, R. **Comparison of Cu, Ti and Ta interlayer explosively fabricated aluminum to stainless steel transition joints for cryogenic pressurized hydrogen storage**. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 40, n. 3, p. 1490–1503, 21 jan. 2015. doi: 10.1016/j.ijhydene.2014.11.038.

ADAIKALAM, K.; VIKRAMAN, D.; KARUPPASAMY, K.; KIM, H. S. **Solar Hydrogen Production and Storage in Solid Form: Prospects for Materials and Methods**. *Nanomaterials* 2024, Vol. 14, Page 1560, v. 14, n. 19, p. 1560, 27 set. 2024. doi: 10.3390/NANO14191560. Acesso em: 20 mar. 2025.

AHMAD KAMARODDIN, M. F.; SABLI, N.; TUAN ABDULLAH, T. A.; SIAJAM, S. I.; ABDULLAH, L. C.; ABDUL JALIL, A.; AHMAD, A. **Membrane-based electrolysis for hydrogen production: A review Membranes**. MDPI, 1 nov. 2021. doi: 10.3390/membranes11110810.

AHSHAN, R.; ONEN, A.; AL-BADI, A. H. **Assessment of wind-to-hydrogen (Wind-H₂) generation prospects in the Sultanate of Oman**. *Renewable Energy*, v. 200, p. 271–282, 1 nov. 2022. doi: 10.1016/j.renene.2022.09.116.

AL NASHREY, A. **Comprehensive Overview of Hydrogen Production via Coal and Biomass Gasification Technologies**. *European Journal of Energy Research*, v. 2, n. 4, p. 8–13, 6 out. 2022. doi: 10.24018/ejenergy.2022.2.4.85.

ALM. **Minas Gerais é o terceiro na implementação do desenvolvimento sustentável - Assembleia Legislativa de Minas Gerais**. Acesso em: 26 nov. 2024a.

ALM. **Lei nº 24.940, de 26/07/2024 - Texto Original** - Assembleia Legislativa de Minas Gerais. Acesso em: 31 maio. 2025b.

ALMUTAIRI, K.; HOSSEINI DEHSHIRI, S. S.; HOSSEINI DEHSHIRI, S. J.; MOSTAFAEIPOUR, A.; JAHANGIRI, M.; TECHATO, K. **Technical, economic, carbon footprint assessment, and prioritizing stations for hydrogen production using wind energy: A case study**. Energy Strategy Reviews, v. 36, 1 jul. 2021. doi: 10.1016/j.esr.2021.100684.

AL-ORABI, A. M.; OSMAN, M. G.; SEDHOM, B. E. **Evaluation of green hydrogen production using solar, wind, and hybrid technologies under various technical and financial scenarios for multi-sites in Egypt**. International Journal of Hydrogen Energy, v. 48, n. 98, p. 38535–38556, 19 dez. 2023. doi: 10.1016/j.ijhydene.2023.06.218.

AL-SHETWI, A. E. ; Q. ; MAGABLEH, A. M. ; ALBALAWI, O. H.; WANG, Y.; XU, C.; ZIEBERT, C.; ATAWI, I. E.; AL-SHETWI, A. Q.; MAGABLEH, A. M.; ALBALAWI, O. H. **Recent Advances in Hybrid Energy Storage System Integrated Renewable Power Generation: Configuration, Control, Applications, and Future Directions**. Batteries 2023, Vol. 9, Page 29, v. 9, n. 1, p. 29, 30 dez. 2022. doi: 10.3390/BATTERIES9010029. Acesso em: 13 mar. 2025.

ANZ. Acerca de anz.com/content/dam/anzcom/pdf/institutional/reports/hydrogen-transportation.pdf - Pesquisa Google. Acesso em: 26 nov. 2024.

ASM. Acerca de cemig.com.br/wp-content/uploads/2021/03/atlas-solarimetrico-vol-ii-mg.pdf - Pesquisa Google. Acesso em: 26 nov. 2024.

ASSUNÇÃO, R.; ECKL, F.; RAMOS, C. P.; CORREIA, C. B.; NETO, R. C. **Oxygen liquefaction economical value in the development of the hydrogen economy**. International Journal of Hydrogen Energy, v. 62, p. 109–118, 10 abr. 2024. doi: 10.1016/j.ijhydene.2024.02.205. Acesso em: 26 nov. 2024.

AZIZ, M.; DARMAWAN, A.; JUANGSA, F. B. **Hydrogen production from biomasses and wastes: A technological review**. International Journal of Hydrogen EnergyElsevier Ltd, , 1 out. 2021. doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.07.189.

BADEA, N. I. **Hydrogen as energy sources—basic concepts**. Energies, v. 14, n. 18, 1 set. 2021. doi: 10.3390/en14185783.

BARAL, S.; ŠEBO, J. **Techno-economic assessment of green hydrogen production integrated with hybrid and organic Rankine cycle (ORC) systems**. Heliyon, v. 10, n. 4, p. e25742, 29 fev. 2024b. doi: 10.1016/J.HELIYON.2024.E25742. Acesso em: 22 fev. 2025.

BARBOSA, L. T.; VASCONCELOS, S. D.; ROSAS, P. A. C.; CASTRO, J. F. C.; BARBOSA, D. C. P. **Assessment of Green Hydrogen as Energy Supply Alternative for Isolated Power Systems and Microgrids**. Energies 2024, Vol. 17, Page 4774, v. 17, n. 19, p. 4774, 24 set. 2024. doi: 10.3390/EN17194774. Acesso em: 6 ago. 2025.

BENALCAZAR, P.; KOMOROWSKA, A. **Prospects of green hydrogen in Poland: A techno-economic analysis using a Monte Carlo approach**. International Journal of Hydrogen Energy, v. 47, n. 9, p. 5779–5796, 29 jan. 2022. doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2021.12.001. Acesso em: 23 set. 2024.

BHATTACHARYYA, R.; SINGH, K. K.; BHANJA, K.; GROVER, R. B. **Assessing techno-economic uncertainties in nuclear power-to-X processes: The case of nuclear hydrogen production via water electrolysis**. International Journal of Hydrogen Energy, v. 48, n. 38, p. 14149–14169, 1 maio 2023. doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2022.11.315. Acesso em: 23 set. 2024.

BNDES. **BNDES Finem - Geração de energia**. Acesso em: 26 nov. 2024.

BNEF. **O hidrogênio verde superará o hidrogênio cinza até o final da década**. | BloombergNEF. Acesso em: 6 ago. 2025.

BOUDRIES, R. **Techno-economic study of hydrogen production using CSP technology**. International Journal of Hydrogen Energy, v. 43, n. 6, p. 3406–3417, 8 fev. 2018. doi: 10.1016/j.ijhydene.2017.05.157.

BUTTLER, A.; SPLIETHOFF, H. **Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review**. Renewable and Sustainable Energy ReviewsElsevier Ltd, 1 fev. 2018. doi: 10.1016/j.rser.2017.09.003.

CANALENERGIA. **Hidrogênio perde entusiasmo e custo está em US\$ 9/kg no Brasil**. CanalEnergia. Acesso em: 30 mar. 2025.

CAPURSO, T.; STEFANIZZI, M.; TORRESI, M.; CAMPOREALE, S. M. **Perspective of the role of hydrogen in the 21st century energy transition**. Energy Conversion and ManagementElsevier Ltd, 1 jan. 2022. doi: 10.1016/j.enconman.2021.114898.

CARBONE, A.; ZIGNANI, S. C.; GATTO, I.; TROCINO, S.; ARICÒ, A. S. **Assessment of the FAA3-50 polymer electrolyte in combination with a NiMn₂O₄ anode catalyst for anion exchange membrane water electrolysis**. International Journal of Hydrogen Energy, v. 45, n. 16, p. 9285–9292, 20 mar. 2020. doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.01.150.

CATUMBA, B. D.; SALES, M. B.; BORGES, P. T.; RIBEIRO FILHO, M. N.; LOPES, A. A. S.; SOUSA RIOS, M. A. de; DESAI, A. S.; BILAL, M.; SANTOS, J. C. S. dos. **Sustainability and challenges in hydrogen production: An advanced bibliometric analysis**International. Journal of Hydrogen EnergyElsevier Ltd, 12 mar. 2023. doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.11.215.

CHEN, H.; CONG, T. N.; YANG, W.; TAN, C.; LI, Y.; DING, Y. **Progress in electrical energy storage system: A critical review**. Progress in Natural Science, v. 19, n. 3, p. 291–312, 2009. doi: 10.1016/J.PNSC.2008.07.014. Acesso em: 13 mar. 2025.

DAWOOD, F.; ANDA, M.; SHAFIULLAH, G. M. **Hydrogen production for energy: An overview**. International Journal of Hydrogen EnergyElsevier Ltd, 7 fev. 2020. doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.12.059.

DE SOUZA, E. G.; NADALETI, W. C.; THUE, P. S.; DOS SANTOS, M. C. **Exploring the capacity and economic viability of green hydrogen production by utilising surplus energy from wind farms and small hydropower plants in Southern Brazil**. International Journal of Hydrogen Energy, v. 64, p. 1–14, 25 abr. 2024. doi: 10.1016/j.ijhydene.2024.03.155.

EGELAND-ERIKSEN, T.; HAJIZADEH, A.; SARTORI, S. **Hydrogen-based systems for integration of renewable energy in power systems: Achievements and perspectives**. International Journal of Hydrogen EnergyElsevier Ltd, 13 set. 2021. doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.06.218.

EIA. **Custo de Transporte de Hidrogênio Verde – Custo Realista para Transporte de Hidrogênio Verde em Oleodutos, Estradas e Ferrovias**. India Renewable Energy Consulting – Solar, Biomassa, Eólica, Cleantech. Acesso em: 26 nov. 2024.

EL-EMAM, R. S.; ÖZCAN, H. **Comprehensive review on the techno-economics of sustainable large-scale clean hydrogen production**. Journal of Cleaner Production Elsevier Ltd, 20 maio 2019. . doi: 10.1016/j.jclepro.2019.01.309.

EL-SHAFIE, M.; KAMBARA, S.; HAYAKAWA, Y. **Hydrogen Production Technologies Overview**. Journal of Power and Energy Engineering, v. 07, n. 01, p. 107–154, 2019. doi: 10.4236/jpee.2019.71007.

ENERDATA. **Estatísticas mundiais de consumo de energia**. Energia. Acesso em: 30 nov. 2024.

EPE. **Caderno de Parâmetros de Custos de Geração e Transmissão - PDE2031**. Ministério de Minas e Energia. Acesso em: 8 nov. 2024.

FAN, J. L.; YU, P.; LI, K.; XU, M.; ZHANG, X. **A levelized cost of hydrogen (LCOH) comparison of coal-to-hydrogen with CCS and water electrolysis powered by renewable energy in China**. Energy, v. 242, 1 mar. 2022. doi: 10.1016/j.energy.2021.123003.

FOPAH-LELE, A.; KABORE-KERE, A.; TAMBA, J. G.; YAYA-NADJO, I. **Solar electricity storage through green hydrogen production: A case study**. International Journal of Energy Research, v. 45, n. 9, p. 13007–13021, 1 jul. 2021. doi: 10.1002/ER.6630. Acesso em: 20 mar. 2025.

FREIRE ORDÓÑEZ, D.; GANZER, C.; HALFDANARSON, T.; GONZÁLEZ GARAY, A.; PATRIZIO, P.; BARDOW, A.; GUILLÉN-GOSÁLBEZ, G.; SHAH, N.; MAC DOWELL, N. **Quantifying global costs of reliable green hydrogen**. Energy Advances, v. 2, n. 12, p. 2042–2054, 7 dez. 2023. doi: 10.1039/D3YA00318C. Acesso em: 26 nov. 2024.

GALLARDO, F. I.; MONFORTI FERRARIO, A.; LAMAGNA, M.; BOCCI, E.; ASTIASO GARCIA, D.; BAEZA-JERIA, T. E. **A Techno-Economic Analysis of solar hydrogen production by electrolysis in the north of Chile and the case of exportation from Atacama Desert to Japan**. International Journal of Hydrogen Energy, v. 46, n. 26, p. 13709–13728, 14 abr. 2021. doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2020.07.050. Acesso em: 29 abr. 2025.

GANIYU, S. O.; MARTÍNEZ-HUITLE, C. A.; RODRIGO, M. A. **Renewable energies driven electrochemical wastewater/soil decontamination technologies: A critical review of fundamental concepts and applications**. Applied Catalysis B: Environmental Elsevier B.V., 5 ago. 2020. doi: 10.1016/j.apcatb.2020.118857.

GARCIA G., M.; OLIVA H., S. **Technical, economic, and CO2 emissions assessment of green hydrogen production from solar/wind energy: The case of Chile.** *Energy*, v. 278, 1 set. 2023. doi: 10.1016/j.energy.2023.127981.

GARCÍA-MIGUEL, P. L. C.; ZARILLI, D.; ALONSO-MARTINEZ, J.; PLAZA, M. G.; GÓMEZ, S. A. **Optimal Operation and Market Integration of a Hybrid Farm with Green Hydrogen and Energy Storage: A Stochastic Approach Considering Wind and Electricity Price Uncertainties.** *Sustainability* 2024, Vol. 16, Page 2856, v. 16, n. 7, p. 2856, 29 mar. 2024. doi: 10.3390/SU16072856. Acesso em: 23 set. 2024.

GARUD, S. S.; TSANG, F.; KARIMI, I. A.; FAROOQ, S. **Green hydrogen from solar power for decarbonization: What will it cost?** *Energy Conversion and Management*, v. 286, p. 117059, 15 jun. 2023. doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2023.117059. Acesso em: 24 fev. 2025.

GHAEBI PANAH, P.; CUI, X.; BORNAPOUR, M.; HOOSMAND, R. A.; GUERRERO, J. M. **Marketability analysis of green hydrogen production in Denmark: Scale-up effects on grid-connected electrolysis.** *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 47, n. 25, p. 12443–12455, 22 mar. 2022. doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2022.01.254. Acesso em: 21 fev. 2025.

GOLDMEER, J. **POWER TO GAS: HYDROGEN FOR POWER GENERATION** *Fuel Flexible Gas Turbines as Enablers for a Low or Reduced Carbon Energy Ecosystem.*

GÓMEZ-GUALDRÓN, D. A.; COLÓN, Y. J.; ZHANG, X.; WANG, T. C.; CHEN, Y. S.; HUPP, J. T.; YILDIRIM, T.; FARHA, O. K.; ZHANG, J.; SNURR, R. Q. **Evaluating topologically diverse metal-organic frameworks for cryo-adsorbed hydrogen storage.** *Energy and Environmental Science*, v. 9, n. 10, p. 3279–3289, 1 out. 2016. doi: 10.1039/c6ee02104b.

GRIGORIEV, S. A.; FATEEV, V. N. Mehmet Sankir and Nurdan Demirci Sankir (eds.) **Hydrogen Production Technologies**, (231-276) 6 Hydrogen Production by Water Electrolysis.

GRZNÁR, P.; GREGOR, M.; MOZOL, Š.; MOZOLOVÁ, L.; KRUMP, H.; MIZERÁK, M.; TROJAN, J. **A Comprehensive Analysis of Sensitivity in Simulation Models for Enhanced System Understanding and Optimisation.** *Processes* 2024, Vol. 12, Page 716, v. 12, n. 4, p. 716, 1 abr. 2024. doi: 10.3390/PR12040716. Acesso em: 9 ago. 2025.

GÜL, M.; AKYÜZ, E. **Techno-economic viability and future price projections of photovoltaic-powered green hydrogen production in strategic regions of Turkey.** *Journal of*

Cleaner Production, v. 430, p. 139627, 10 dez. 2023. doi: 10.1016/J.JCLEPRO.2023.139627. Acesso em: 22 fev. 2025.

HARVEY, J. P.; COURCHESNE, W.; VO, M. D.; OISHI, K.; ROBELIN, C.; MAHUE, U.; LECLERC, P.; AL-HAIEK, A. **Greener reactants, renewable energies and environmental impact mitigation strategies in pyrometallurgical processes: A review**. MRS Energy and Sustainability, v. 9, n. 2, p. 212–247, 1 set. 2022. doi: 10.1557/s43581-022-00042-y.

HASSAN, I. A.; RAMADAN, H. S.; SALEH, M. A.; HISSEL, D. **Hydrogen storage technologies for stationary and mobile applications: Review, analysis and perspectives**. Renewable and Sustainable Energy ReviewsElsevier Ltd, 1 out. 2021. doi: 10.1016/j.rser.2021.111311.

HASSAN, Q.; AZZAWI, I. D. J.; SAMEEN, A. Z.; SALMAN, H. M. **Hydrogen Fuel Cell Vehicles: Opportunities and Challenges**. Sustainability (Switzerland), v. 15, n. 15, 1 ago. 2023a. doi: 10.3390/su151511501.

HASSAN, Q.; SAMEEN, A. Z.; SALMAN, H. M.; JASZCZUR, M. **Large-scale green hydrogen production via alkaline water electrolysis using solar and wind energy**. International Journal of Hydrogen Energy, v. 48, n. 88, p. 34299–34315, 30 out. 2023b. doi: 10.1016/j.ijhydene.2023.05.126.

HILL, S. J. P.; BAMISILE, O.; HATTON, L.; STAFFELL, I.; JANSEN, M. **The cost of clean hydrogen from offshore wind and electrolysis**. Journal of Cleaner Production, v. 445, 15 mar. 2024. doi: 10.1016/j.jclepro.2024.141162.

HUANG, X.; QU, Y.; ZHU, Z.; WU, Q. **Techno-Economic Analysis of Photovoltaic Hydrogen Production Considering Technological Progress Uncertainty**. Sustainability 2023, Vol. 15, Page 3580, v. 15, n. 4, p. 3580, 15 fev. 2023b. doi: 10.3390/SU15043580. Acesso em: 23 fev. 2025.

IBF. As Principais Leis Ambientais no Brasil - IBF. . Acesso em: 26 nov. 2024.

IDRISS, A. I.; AHMED, R. A.; OMAR, A. I.; SAID, R. K.; AKINCI, T. C. Wind energy potential and micro-turbine performance analysis in Djibouti-city, Djibouti. Engineering Science and Technology, an International Journal, v. 23, n. 1, p. 65–70, 1 fev. 2020. doi: 10.1016/j.jestch.2019.06.004.

IEA. **Global Hydrogen Review 2021**.

- IEA. **Global Hydrogen Review 2023 – Análise - AIE.** . Acesso em: 10 jun. 2025b.
- IEA. **Global Hydrogen Review 2024 - Evento - IEA.** . Acesso em: 10 nov. 2024a.
- IEA. **Produção de hidrogênio – Global Hydrogen Review 2024 – Análise - IEA.** . Acesso em: 20 mar. 2025c.
- IEA. **Mapas de Custo Nivelado de Hidrogênio – Ferramentas de Dados - IEA.** . Acesso em: 26 nov. 2024d.
- IGEM. **IGEM Technical Paper Hydrogen Characteristics and Implications**, p 10. 2022.
- INVESTING. **Preços Históricos USD/BRL - Investing.com.** Acesso em: 26 nov. 2024.
- IRENA. **Renewable power generation costs in 2019.**
- IRENA. **Green hydrogen cost reduction: scaling up electrolyzers to meet the 1.5° C climate goal.** International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. 2020
- IRENA. **Green hydrogen: a guide to policy making.** International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. 2020
- IRENA. **PERSPECTIVA DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA MUNDIAL CAMINHO PARA 1,5°C.** Agência Internacional de Energia Renovável, Abu Dhabi. 2022
- IRENA. **Making the breakthrough: Green hydrogen policies and technology costs.** International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, p. 19–20, 2021b. Acesso em: 26 nov. 2024.
- IRENA. **Custos do eletrolisador.** Acesso em: 10 nov. 2024c.
- IRENA. **Panorama das Transições Energéticas Mundiais 2022: Voia do 1,5°C - Sumário executivo.**
- IRENA. **Cooperação internacional para acelerar a implementação do hidrogênio verde.** Acesso em: 13 mar. 2025a.
- IRENA. **Moldando cadeias de valor internacionais sustentáveis de hidrogênio.** Acesso em: 20 mar. 2025b.
- ISO. **ISO 14687 - Qualidade do combustível de hidrogênio — Especificação do produto | GlobalSpec.** Acesso em: 15 mar. 2025a.

JANG, D.; KIM, J.; KIM, D.; HAN, W. B.; KANG, S. **Techno-economic analysis and Monte Carlo simulation of green hydrogen production technology through various water electrolysis technologies.** *Energy Conversion and Management*, v. 258, 15 abr. 2022a. doi: 10.1016/j.enconman.2022.115499.

KAMIL, K. R.; SAMUEL, B. O.; KHAN, U. **Green hydrogen production from photovoltaic power station as a road map to climate change mitigation.** *Clean Energy*, v. 8, n. 2, p. 156–167, 8 mar. 2024. doi: 10.1093/CE/ZKAE020. Acesso em: 20 mar. 2025.

KATO, T.; KUBOTA, M.; KOBAYASHI, N.; SUZUOKI, Y. **Effective utilization of by-product oxygen from electrolysis hydrogen production.** *Energy*, v. 30, n. 14, p. 2580–2595, 2005. doi: 10.1016/j.energy.2004.07.004. Acesso em: 26 nov. 2024.

KEÇEBAŞ, A.; KAYFECİ, M. **Hydrogen properties. Em: Solar Hydrogen Production: Processes, Systems and Technologies.** Elsevier, 2019. p. 3–29. 2019.

KHAN, M. A.; AL-SHANKITI, I.; ZIANI, A.; IDRIS, H. **Demonstration of green hydrogen production using solar energy at 28% efficiency and evaluation of its economic viability.** *Sustainable Energy & Fuels*, v. 5, n. 4, p. 1085–1094, 23 fev. 2021. doi: 10.1039/D0SE01761B. Acesso em: 6 abr. 2025.

KOMOROWSKA, A.; BENALCAZAR, P.; KAMIŃSKI, J. **Evaluating the competitiveness and uncertainty of offshore wind-to-hydrogen production: A case study of Poland.** *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 48, n. 39, p. 14577–14590, 5 maio 2023. doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2023.01.015. Acesso em: 23 set. 2024.

KOTOWICZ, J.; BASZCZEŃSKA, O.; NIESPOREK, K. **Cost of Green Hydrogen.** *Energies* 2024, Vol. 17, Page 4651, v. 17, n. 18, p. 4651, 18 set. 2024. doi: 10.3390/EN17184651. Acesso em: 26 nov. 2024.

KPMG. **Análise Estatística da Energia Mundial - KPMG Portugal.** 29 jul. 2024. . Acesso em: 30 nov. 2024.

KRISHAN, O.; SUHAG, S. **Techno-economic analysis of a hybrid renewable energy system for an energy poor rural community.** *Journal of Energy Storage*, v. 23, p. 305–319, 1 jun. 2019. doi: 10.1016/j.est.2019.04.002.

KUCKSHINRICHS, W.; KETELAER, T.; KOJ, J. C. **Economic analysis of improved alkaline water electrolysis**. *Frontiers in Energy Research*, v. 5, n. FEB, 20 fev. 2017. doi: 10.3389/fenrg.2017.00001.

KUDRIA, S.; IVANCHENKO, I.; TUCHYNSKYI, B.; PETRENKO, K.; KARMAZIN, O.; RIEPKIN, O. **Resource potential for wind-hydrogen power in Ukraine**. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 46, n. 1, p. 157–168, 1 jan. 2021. doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.09.211.

KUMAR, P.; DATE, A.; MAHMOOD, N.; KUMAR DAS, R.; SHABANI, B. **Freshwater supply for hydrogen production: An underestimated challenge**. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 78, p. 202–217, 12 ago. 2024. doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2024.06.257. Acesso em: 26 nov. 2024.

LEE, D. Y.; ELGOWAINY, A. **By-product hydrogen from steam cracking of natural gas liquids (NGLs): Potential for large-scale hydrogen fuel production, life-cycle air emissions reduction, and economic benefit**. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 43, n. 43, p. 20143–20160, 25 out. 2018. doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2018.09.039. Acesso em: 27 fev. 2025.

LENCHO, N. G.; QINGRAN, Z.; AMARA, E.; WONDIM, M. A. **Techno-Economic Analysis of Green Hydrogen Production: A Review Focusing on the Geographical and Technological Factors**. *European Journal of Applied Science, Engineering and Technology*, v. 3, n. 2, p. 233–260, 27 mar. 2025. doi: 10.59324/EJASET.2025.3(2).20. Acesso em: 6 ago. 2025.

LIU, Z.; HU, J.; WU, A.; LU, Z.; GUAN, W. **Stability and energy consumption of solid oxide electrolysis cells under wide fluctuating and stable conditions**. *Journal of Power Sources*, v. 616, p. 235113, 1 out. 2024. doi: 10.1016/J.JPOWSOUR.2024.235113. Acesso em: 9 ago. 2025.

LOUWEN, A.; VAN SARK, W. **Photovoltaic solar energy. Em: Technological Learning in the Transition to a Low-Carbon Energy System: Conceptual Issues, Empirical Findings, and Use, in Energy Modeling**. Elsevier, 2019. p. 65–86. 2019.

MAGGIO, G.; SQUADRITO, G.; NICITA, A. **Hydrogen and medical oxygen by renewable energy based electrolysis: A green and economically viable route**. *Applied Energy*, v. 306, p. 117993, 15 jan. 2022. doi: 10.1016/J.APENERGY.2021.117993. Acesso em: 30 mar. 2025.

MAKEPEACE, R. W.; TABANDEH, A.; HOSSAIN, M. J.; ASADUZ-ZAMAN, M. **Techno-economic analysis of green hydrogen export.** International Journal of Hydrogen Energy, v. 56, p. 1183–1192, 22 fev. 2024. doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2023.12.212. Acesso em: 26 nov. 2024.

MARTINO, M.; RUOCCO, C.; MELONI, E.; PULLUMBI, P.; PALMA, V. **Main hydrogen production processes: An overview** CatalystsMDPI, 1 maio 2021. doi: 10.3390/catal11050547.

MEGIA, P. J.; VIZCAINO, A. J.; CALLES, J. A.; CARRERO, A. **Hydrogen Production Technologies: From Fossil Fuels toward Renewable Sources.** A Mini ReviewEnergy and FuelsAmerican Chemical Society, 21 out. 2021. doi: 10.1021/acs.energyfuels.1c02501.

MIDILLI, A.; KUCUK, H.; TOPAL, M. E.; AKBULUT, U.; DINCER, I. **A comprehensive review on hydrogen production from coal gasification: Challenges and Opportunities** International Journal of Hydrogen EnergyElsevier Ltd, 21 jul. 2021. doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.05.088.

MILLER, H. A.; BOUZEK, K.; HNAT, J.; LOOS, S.; BERNÄCKER, C. I.; WEISSGÄRBER, T.; RÖNTZSCH, L.; MEIER-HAACK, J. **Green hydrogen from anion exchange membrane water electrolysis: A review of recent developments in critical materials and operating conditions** Sustainable Energy and FuelsRoyal Society of Chemistry, 1 maio 2020. . doi: 10.1039/c9se01240k.

MOHSIN, M.; RASHEED, A. K.; SAIDUR, R. **Economic viability and production capacity of wind generated renewable hydrogen.** International Journal of Hydrogen Energy, v. 43, n. 5, p. 2621–2630, 1 fev. 2018. doi: 10.1016/j.ijhydene.2017.12.113.

MOSCA, L.; MEDRANO JIMENEZ, J. A.; WASSIE, S. A.; GALLUCCI, F.; PALO, E.; COLOZZI, M.; TARASCHI, S.; GALDIERI, G. **Process design for green hydrogen production.** International Journal of Hydrogen Energy, v. 45, n. 12, p. 7266–7277, 4 mar. 2020. doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.08.206.

MOURA, C. H. S.; SILVEIRA, J. L.; LAMAS, W. de Q. **Dynamic production, storage, and use of renewable hydrogen: A technical-economic-environmental analysis in the public transport system in São Paulo state, Brazil.** International Journal of Hydrogen Energy, v. 45, n. 56, p. 31585–31598, 13 nov. 2020. doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.08.198.

MUÑOZ DÍAZ, M. T.; CHÁVEZ ORÓSTICA, H.; GUAJARDO, J. **Economic Analysis: Green Hydrogen Production Systems**. Processes 2023, Vol. 11, Page 1390, v. 11, n. 5, p. 1390, 4 maio 2023a. doi: 10.3390/PR11051390. Acesso em: 26 fev. 2025.

NADALETI, W. C.; DOS SANTOS, G. B.; LOURENÇO, V. A. **Integration of renewable energies using the surplus capacity of wind farms to generate H2 and electricity in Brazil and in the Rio Grande do Sul state: energy planning and avoided emissions within a circular economy**. International Journal of Hydrogen Energy, v. 45, n. 46, p. 24190–24202, 21 set. 2020. doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.06.226.

NASSER, M.; MEGAHED, T. F.; OOKAWARA, S.; HASSAN, H. **Performance evaluation of PV panels/wind turbines hybrid system for green hydrogen generation and storage: Energy, exergy, economic, and enviroeconomic**. Energy Conversion and Management, v. 267, 1 set. 2022. doi: 10.1016/j.enconman.2022.115870.

NICITA, A.; MAGGIO, G.; ANDALORO, A. P. F.; SQUADRITO, G. **Green hydrogen as feedstock: Financial analysis of a photovoltaic-powered electrolysis plant**. International Journal of Hydrogen Energy, v. 45, n. 20, p. 11395–11408, 14 abr. 2020. doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2020.02.062. Acesso em: 26 set. 2024.

NOOR AZAM, A. M. I.; LI, N. K.; ZULKEFLI, N. N.; MASDAR, M. S.; MAJLAN, E. H.; BAHARUDDIN, N. A.; MOHD ZAINOODIN, A.; MOHAMAD YUNUS, R.; SHAMSUL, N. S.; HUSAINI, T.; SHAFFEE, S. N. A. **Parametric Study and Electrocatalyst of Polymer Electrolyte Membrane (PEM) Electrolysis Performance**. Polymers, v. 15, n. 3, p. 560, 1 fev. 2023. doi: 10.3390/POLYM15030560. Acesso em: 9 ago. 2025.

NU. **Objetivos de Desenvolvimento Sustentável** | As Nações Unidas no Brasil. Acesso em: 26 nov. 2024.

PINSKY, R.; SABHARWALL, P.; HARTVIGSEN, J.; O'BRIEN, J. **Comparative review of hydrogen production technologies for nuclear hybrid energy systems**Progress in Nuclear EnergyElsevier Ltd, 1 maio 2020. doi: 10.1016/j.pnucene.2020.103317.

PLESHIVTSEVA, Y.; DEREVYANOV, M.; PIMENOV, A.; RAPOPORT, A. **Comparative analysis of global trends in low carbon hydrogen production towards the decarbonization pathway**International Journal of Hydrogen EnergyElsevier Ltd, out. 2023. doi: 10.1016/j.ijhydene.2023.04.264.

PUSHKAREVA, I. V.; PUSHKAREV, A. S.; GRIGORIEV, S. A.; MODISHA, P.; BESSARABOV, D. G. **Comparative study of anion exchange membranes for low-cost water electrolysis**. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 45, n. 49, p. 26070–26079, 2 out. 2020. doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.11.011.

QAHTAN, T. F.; ALADE, I. O.; RAHAMAN, M. S.; SALEH, T. A. **Mapping the research landscape of hydrogen production through electrocatalysis: A decade of progress and key trends**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* Elsevier Ltd, 1 set. 2023. doi: 10.1016/j.rser.2023.113490.

RAMAKRISHNA, S. U. B.; SRINIVASULU REDDY, D.; SHIVA KUMAR, S.; HIMABINDU, V. **Nitrogen doped CNTs supported Palladium electrocatalyst for hydrogen evolution reaction in PEM water electrolyser**. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 41, n. 45, p. 20447–20454, 7 dez. 2016. doi: 10.1016/j.ijhydene.2016.08.195.

RAMASAMY, V.; ZUBOY, J.; O'SHAUGHNESSY, E.; FELDMAN, D.; DESAI, J.; WOODHOUSE, M.; BASORE, P.; MARGOLIS, R. U.S. **Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmarks, With Minimum Sustainable Price Analysis: Q1 2022**.

RIEDEL, B. S.; FEITOSA, A. B.; RIEDEL, V.; FILHO, S.; DA SILVA, H. N. D.; BARROS, A. B.; RIEDEL, S.; RIEDEL, V. F.; NUNES DE SOUZA FILHO, H.; PERES DA SILVA, E.; CABRAL, R. M.; DE BRITO SILVA, L.; DE, A.; PEREIRA, C. **Technical–Economic Analysis of Renewable Hydrogen Production from Solar Photovoltaic and Hydro Synergy in a Pilot Plant in Brazil**. *Energies* 2024, Vol. 17, Page 4521, v. 17, n. 17, p. 4521, 9 set. 2024. doi: 10.3390/EN17174521. Acesso em: 29 abr. 2025.

SAIF, A. G. H.; ALQUAITY, A. B. S.; MOKHEIMER, E. M. A. **Techno-economic analysis of green hydrogen production in Saudi Arabia: A comparative study of solar PV and CSP technologies**. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 105, p. 1361–1374, 4 mar. 2025. doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2025.01.043. Acesso em: 17 mar. 2025.

SAMY, M. M.; BARAKAT, S.; RAMADAN, H. S. **Techno-economic analysis for rustic electrification in Egypt using multi-source renewable energy based on PV/ wind/ FC**. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 45, n. 20, p. 11471–11483, 14 abr. 2020. doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.04.038.

SEMAD. **Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável - SEMAD - SISEMA**. Acesso em: 26 nov. 2024.

SHIVA KUMAR, S.; HIMABINDU, V. **Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review**. Materials Science for Energy TechnologiesKeAi Communications Co., , 1 dez. 2019. doi: 10.1016/j.mset.2019.03.002.

SHIVA KUMAR, S.; LIM, H. **An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production**. Energy ReportsElsevier Ltd, 1 nov. 2022a. doi: 10.1016/j.egyr.2022.10.127.

SINGH, G. K. **Solar power generation by PV (photovoltaic) technology: A review**. EnergyElsevier Ltd, 1 maio 2013. doi: 10.1016/j.energy.2013.02.057.

SINGLA, S.; SHETTI, N. P.; BASU, S.; MONDAL, K.; AMINABHAVI, T. M. **Hydrogen production technologies - Membrane based separation, storage and challenges** Journal of Environmental ManagementAcademic Press, 15 jan. 2022. doi: 10.1016/j.jenvman.2021.113963.

SISCOMEX. **Portal Único Siscomex**. Acesso em: 26 nov. 2024.

STATISTA. **Statista - O Portal de Estatísticas para Dados de Mercado, Pesquisa de Mercado e Estudos de Mercado**. Acesso em: 26 nov. 2024.

SULEMAN, F.; DINCER, I.; AGELIN-CHAAB, M. **Environmental impact assessment and comparison of some hydrogen production options**. International Journal of Hydrogen Energy, v. 40, n. 21, p. 6976–6987, 8 jun. 2015. doi: 10.1016/j.ijhydene.2015.03.123.

TARHAN, C.; ÇIL, M. A. **A study on hydrogen, the clean energy of the future: Hydrogen storage methods**. Journal of Energy StorageElsevier Ltd, 1 ago. 2021. doi: 10.1016/j.est.2021.102676.

THIRUTHUMMAL, A. A.; KIM, E. J. Monte Carlo Simulation of Stochastic Differential Equation to Study Information Geometry. Entropy 2022, Vol. 24, Page 1113, v. 24, n. 8, p. 1113, 12 ago. 2022. doi: 10.3390/E24081113. Acesso em: 29 jul. 2025.

VAN RENSSSEN, S. **The hydrogen solution?Nature Climate Change**. Nature Research, , 1 set. 2020. doi: 10.1038/s41558-020-0891-0.

VIDAS, L.; CASTRO, R. **Recent developments on hydrogen production technologies: State-of-the-art review with a focus on green-electrolysisApplied Sciences (Switzerland)**. MDPI, 1 dez. 2021. doi: 10.3390/app112311363.

VIKTORSSON, L.; HEINONEN, J. T.; SKULASON, J. B.; UNNTHORSSON, R. A step towards the hydrogen economy - **A life cycle cost analysis of a hydrogen refueling station**. *Energies*, v. 10, n. 6, 1 jun. 2017. doi: 10.3390/en10060763.

WANG, J.; GAO, Y.; KONG, H.; KIM, J.; CHOI, S.; CIUCCI, F.; HAO, Y.; YANG, S.; SHAO, Z.; LIM, J. **Non-precious-metal catalysts for alkaline water electrolysis: Operando characterizations, theoretical calculations, and recent advances**. *Chemical Society Reviews* Royal Society of Chemistry, 21 dez. 2020. doi: 10.1039/d0cs00575d.

WANG, K.; ZHOU, Z.; QIANG, J.; YU, S.; WANG, X.; YUAN, Y.; ZHAO, X.; QIN, Y.; XIAO, K. **Emerging wastewater treatment strategy for efficient nitrogen removal and compact footprint by coupling mainstream nitrogen separation with chemical coagulation and biological aerated filter**. *Bioresource Technology*, v. 320, p. 124389, 1 jan. 2021. doi: 10.1016/J.BIORTECH.2020.124389. Acesso em: 29 jul. 2025.

WANG, Y.; WEN, C.; TU, J.; ZHAN, Z.; ZHANG, B.; LIU, Q.; ZHANG, Z.; HU, H.; LIU, T. **The multi-scenario projection of cost reduction in hydrogen production by proton exchange membrane (PEM) water electrolysis in the near future (2020–2060) of China**. *Fuel*, v. 354, 15 dez. 2023. doi: 10.1016/j.fuel.2023.129409. Acesso em: 26 nov. 2024.

WEISS, A.; SIEBEL, A.; BERNT, M.; SHEN, T.-H.; TILELI, V.; GASTEIGER, H. A. **Impact of Intermittent Operation on Lifetime and Performance of a PEM Water Electrolyzer**. *Journal of The Electrochemical Society*, v. 166, n. 8, p. F487–F497, 2019. doi: 10.1149/2.0421908jes.

WILKINSON, J.; MAYS, T.; MCMANUS, M. **Review and meta-analysis of recent life cycle assessments of hydrogen production**. *Cleaner Environmental Systems* Elsevier Ltd, 1 jun. 2023. doi: 10.1016/j.cesys.2023.100116.

WORKU, M. Y. **Recent Advances in Energy Storage Systems for Renewable Source Grid Integration: A Comprehensive Review**. *Sustainability* 2022, Vol. 14, Page 5985, v. 14, n. 10, p. 5985, 15 maio 2022. doi: 10.3390/SU14105985. Acesso em: 13 mar. 2025.

WSJ. **Mais de 40% da eletricidade mundial veio de fontes de carbono zero em 2023** - WSJ. Acesso em: 13 mar. 2025.

YANG, G.; YU, S.; KANG, Z.; DOHRMANN, Y.; BENDER, G.; PIVOVAR, B. S.; GREEN, J. B.; RETTERER, S. T.; CULLEN, D. A.; ZHANG, F. Y. **A novel PEMEC with 3D printed non-conductive bipolar plate for low-cost hydrogen production from water**

electrolysis. Energy Conversion and Management, v. 182, p. 108–116, 15 fev. 2019. doi: 10.1016/j.enconman.2018.12.046.

YANG, G.; ZHANG, H.; WANG, W.; LIU, B.; LYU, C.; YANG, D. **Capacity optimization and economic analysis of PV–hydrogen hybrid systems with physical solar power curve modeling.** Energy Conversion and Management, v. 288, 15 jul. 2023. doi: 10.1016/j.enconman.2023.117128.

YUE, M.; LAMBERT, H.; PAHON, E.; ROCHE, R.; JEMEI, S.; HISSEL, D. **Hydrogen energy systems: A critical review of technologies, applications, trends and challenges.** Renewable and Sustainable Energy ReviewsElsevier Ltd, 1 ago. 2021b. doi: 10.1016/j.rser.2021.111180.

ZHAO, L.; BROUWER, J. **Dynamic operation and feasibility study of a self-sustainable hydrogen fueling station using renewable energy sources.** International Journal of Hydrogen Energy, v. 40, n. 10, p. 3822–3837, 16 mar. 2015. doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2015.01.044. Acesso em: 22 fev. 2025.

ZHAO, Z.; WANG, X.; TANG, S.; CHENG, M.; SHAO, Z. **High-performance oxygen electrode Ce_{0.9}Co_{0.1}O_{2-δ}-LSM-YSZ for hydrogen production by solid oxide electrolysis cells.** International Journal of Hydrogen Energy, v. 46, n. 50, p. 25332–25340, 21 jul. 2021. doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.05.072.

ZUN, M. T.; MCLELLAN, B. C. **Cost Projection of Global Green Hydrogen Production Scenarios.** Hydrogen 2023, Vol. 4, Pages 932-960, v. 4, n. 4, p. 932–960, 9 nov. 2023. doi: 10.3390/HYDROGEN4040055. Acesso em: 26 nov. 2024.

ZVADA, B.; NOSEK, R.; ĎURČANSKÝ, P.; KAPJOR, A.; KANTOVÁ ČAJOVÁ, N. **Numerical Predictive Combustion Model of Hydrogen Enriched Natural Gas.** MATEC Web of Conferences, v. 369, p. 03003, 2022. doi: 10.1051/matecconf/202236903003.

APÊNDICE A: FERRAMENTA COMPUTACIONAL

```

graph LR
    subgraph "Dimensionamento da usina Solar"
        A[Tamanho do Sistema] --> B[ENTRADAS]
        C[Eficiência da usina Fotovoltaica] --> B
        D[Irradiação das Regiões] --> B
        E[Energia produzida anual] --> B
        F[Factor de capacidade] --> B
        G[Irradiação Para colectores] --> B
        H[Área dos colectores] --> B
        I[Horas Pico ano] --> B
    end

    B --> J["Dimensionamento do sistema Eletrolítico"]
    
    subgraph "Dimensionamento do sistema Eletrolítico"
        J --> K[Tipos de Eletrolisadores]
        J --> L[Coeficientes de consumo]
        J --> M[Exponentes de consumo]
        J --> N[Consumo específico de energia]
    end

    K --> O[Produção de H2]
    L --> O
    M --> O
    N --> O

    subgraph "Produção de H2"
        O --> P[Produção por hora]
        O --> Q[Produção anual H2]
        O --> R[Produção anual H2]
        O --> S[Produção anual O2]
    end
  
```

Dimensionamento da usina Solar

ENTRADAS

Tamanho do Sistema	1000	kWp
Eficiência da usina Fotovoltaica	20	%
Local	Microrregião	
Irradiação das Regiões	Muriaré	kWh/m².dia
Energia produzida anual	1825000	kWh/ano
Factor de capacidade	0,21	%
Irradiação Para colectores	5	kWh/m².dia
Área dos colectores	5000	m²
Horas Pico ano	1825	h/ano

Dimensionamento do sistema Eletrolítico

Saídas

Tipos de Eletrolisadores	1-PEN
Coeficientes de consumo	6,04
Exponentes de consumo	-0,002
Consumo específico de energia	5,96

Produção de H₂

Produção por hora	167,87	Nm³/h
Produção anual H ₂	306356	Nm³/ano
Produção anual H ₂	27556	Kg/ano
Produção anual O ₂	220451	Kg/ano

Custos do Sistema Solar

ENTRADAS

▼

CAPEX FV	R\$ 3.500.000,00	R\$
OPEX FV	R\$ 50.000,00	R\$/ano
Impostos	R\$ 140.000,00	R\$/ano

Custos do Sistema Eletrolítico

CAPEX GERAL	R\$ 6.270.000,00	R\$
OPEX GERAL	R\$ 259.350,00	R\$/ano
Taxa de importação	R\$ 940.500,00	R\$
Taxa de cambio	R\$ 5,70	R\$/

Análise econômica			
ENTRADAS			
Custos de Produção			
Equipamentos	Descrição	Quantidade	Custo
Eletrólizadores	Potência kWp	27556	R\$ 6.270.000,00
Usina Solar	Produção kW/plano - Eficiência 20%	1000	R\$ 3.500.000,00
	Total		\$ 9.770.000,00
ENTRADAS			
Atualização do Custo CAPEX GERAL			
Equipamentos	Descrição	Quantidade	Custo
Eletrólizadores	Potência kWp	27556	R\$ 6.270.000,00
Usina Solar	Produção kW/plano - Eficiência 20%	1000	R\$ 3.500.000,00
	Total		R\$ 9.770.000,00
Atualização do Custo OPEX GERAL			
Equipamentos	Descrição	Quantidade	Custo
H2V	Transporte H2V	27556	R\$ 89.530,79
Eletrólizadores	Potência kWp	2,76E+04	R\$ 259.350,00
Variável	Utilização de água	2,48E+05	R\$ 4.340,14
Usina Solar	Produção kW/plano - Eficiência 20%	1000	R\$ 50.000,00
Variável	Utilização de água	4,82E+05	R\$ 8.439,61
Usina Solar	Produção kW/plano - Eficiência 20%	1000	R\$ 50.000,00
	Total		\$ 491.886,79
Atualização do Fluxo de Caixa			
Tipo de Custo		Custo	
Receita		R\$	2.679.242,50
Impostos		-R\$	1.080.500,00
Operacionais		-R\$	491.886,79
	Total	R\$	1.106.855,71

APÊNDICE A: FERRAMENTA COMPUTACIONAL (CONTINUAÇÃO)

SAIDAS/ENTRADAS			
Atualização da Receita			
Vendas	Quantidade (kg)	Preço (USD/kg)	Custo
Hidrogênio	5,36E+04	R\$ 30,00	R\$ 1.607.545,50
Oxigenio	4,29E+05	R\$ 2,50	R\$ 1.071.697,00
		Total	R\$ 2.679.242,50
			R\$ 1.607.545,50

Impostos			
Descrição	Quantidade		
Usina solar	R\$ 140.000,00		\$ 140.000,00
Eletrolisadores	R\$ 940.500,00		\$ 940.500,00
			\$ 1.080.500,00

Indicadores Econômicos	
↓	
Taxa de juros	11,00%
Período de tempo (anos)	20
TMA	10,00%
↓	
Custo transporte USD/kg para cada 100 Km	3,249
Preço de venda O ₂ USD/Kg	0,293
Preço de venda H ₂ USD/Kg	4,2
Custo água R\$/kg	0,0175
Anualização	-R\$ 976.350,58
VPL	R\$ 480.298,16
TIR	11,95%
Payback	16,8
LCOH R\$ kg	R\$ 15
Lucratividade	2,7
↓	
Distancia (km)	100
Custo unitário Transporte (USD/ton/km)	5,7

APÊNDICE B: SIMULAÇÃO DE CENÁRIOS

VP.L - Valor Presente Líquido, em [R\$]	Capex Eletrolisador	Capex PV	ESCOLHER	Irradiação Para colectores	preço venda H2	Taxa de cambio	Taxa de juros
-R\$ 42.678.465,02	2.910,01	4.313,69	2,00	4,12	R\$ 30,58	6,67	5,07%
-R\$ 39.625.023,01	2.979,67	4.234,31	2,00	4,26	R\$ 32,94	6,00	2,05%
-R\$ 38.065.490,08	2.583,60	3.441,19	2,00	3,52	R\$ 32,51	6,10	2,00%
-R\$ 33.747.345,73	2.797,56	3.108,80	2,00	4,42	R\$ 35,48	6,38	3,33%
-R\$ 33.505.253,96	2.363,70	3.164,01	2,00	2,84	R\$ 34,79	5,58	1,49%
-R\$ 32.433.279,70	2.513,15	4.973,36	2,00	2,80	R\$ 32,86	5,90	8,39%
-R\$ 31.263.279,03	2.698,99	4.154,98	2,00	3,66	R\$ 32,04	5,85	6,88%
-R\$ 31.113.223,58	2.668,51	3.058,57	2,00	3,56	R\$ 32,73	6,02	7,08%
-R\$ 30.839.665,01	2.771,53	2.721,45	2,00	4,12	R\$ 33,24	6,46	9,20%
-R\$ 30.204.709,97	2.860,25	3.247,26	2,00	4,38	R\$ 31,35	5,69	4,20%
-R\$ 29.896.203,89	2.680,52	2.774,01	2,00	4,59	R\$ 38,58	6,85	5,66%
-R\$ 28.796.239,18	2.489,90	3.575,06	2,00	3,48	R\$ 36,32	5,74	3,45%
-R\$ 28.649.446,69	2.957,07	4.558,09	2,00	4,51	R\$ 30,46	5,20	3,34%
-R\$ 28.531.490,79	2.961,68	4.091,84	2,00	4,63	R\$ 32,58	5,63	5,67%
-R\$ 28.483.185,97	2.962,48	4.449,09	2,00	5,58	R\$ 30,44	5,83	2,05%
-R\$ 28.436.240,93	2.481,36	3.475,59	2,00	3,87	R\$ 31,10	5,90	4,93%
-R\$ 28.213.406,92	2.695,09	4.593,18	2,00	4,96	R\$ 32,27	5,96	1,71%
-R\$ 27.943.298,64	2.988,24	4.233,93	2,00	4,78	R\$ 37,51	5,96	6,39%
-R\$ 27.861.460,18	2.688,49	4.714,06	2,00	3,89	R\$ 32,55	5,23	3,13%
-R\$ 27.496.194,94	2.718,95	4.273,11	2,00	4,55	R\$ 30,42	5,48	2,46%
-R\$ 27.419.079,10	2.967,61	2.630,09	2,00	4,79	R\$ 35,46	6,01	6,47%
-R\$ 27.253.766,16	2.993,87	4.498,24	2,00	4,65	R\$ 33,13	5,36	4,44%
-R\$ 27.062.790,38	2.779,53	3.353,17	2,00	4,19	R\$ 31,42	5,84	9,80%
-R\$ 26.989.498,19	2.721,32	4.826,31	2,00	4,17	R\$ 39,59	5,89	5,35%
-R\$ 26.963.220,78	2.785,99	3.723,39	2,00	4,17	R\$ 31,44	5,46	6,10%
-R\$ 26.689.668,80	2.718,09	3.342,82	2,00	4,87	R\$ 30,99	6,17	7,81%
-R\$ 26.618.897,62	2.919,97	3.169,81	2,00	4,80	R\$ 32,67	5,65	4,71%
-R\$ 26.501.739,55	2.762,37	3.171,70	2,00	4,89	R\$ 36,06	6,05	1,84%
-R\$ 26.190.302,28	2.957,07	3.721,26	2,00	4,48	R\$ 36,87	5,40	2,60%
-R\$ 26.143.258,07	2.727,54	3.646,13	2,00	4,89	R\$ 32,62	6,03	5,63%
-R\$ 26.052.201,41	2.855,09	4.394,79	2,00	4,54	R\$ 31,05	5,42	6,64%

APÊNDICE B: SIMULAÇÃO DE CENÁRIOS (CONTINUAÇÃO)

VP.L - Valor Presente Líquido, em [R\$]	Capex Eletrolisador	Capex PV	ESCOLHER	Irradiação Para colectores	preço venda H2	Taxa de cambio	Taxa de juros
-R\$ 26.008.271,27	2.785,29	2.877,29	2,00	3,80	R\$ 35,45	5,34	5,27%
R\$ 117.014,13	532,38	4.517,19	3,00	5,34	R\$ 32,58	5,51	3,41%
R\$ 159.894,90	551,32	3.468,48	3,00	5,49	R\$ 31,88	6,18	1,93%
R\$ 230.512,84	541,28	3.750,64	3,00	5,00	R\$ 36,25	5,70	3,59%
R\$ 262.498,04	622,14	2.781,83	3,00	5,16	R\$ 38,46	5,91	4,12%
R\$ 278.895,57	544,56	4.793,92	3,00	5,16	R\$ 36,08	5,91	2,02%
R\$ 282.779,72	715,07	2.814,38	3,00	5,17	R\$ 37,88	5,31	3,92%
R\$ 357.241,88	1.775,78	3.814,74	2,00	5,26	R\$ 32,72	5,48	1,18%
R\$ 394.044,18	740,44	2.634,03	1,00	5,43	R\$ 33,45	5,93	3,81%
R\$ 429.217,96	522,81	3.443,70	3,00	5,96	R\$ 32,81	5,48	8,67%
R\$ 466.372,31	501,66	3.092,20	3,00	4,89	R\$ 38,43	5,96	5,06%
R\$ 474.554,58	961,81	2.587,97	1,00	5,18	R\$ 39,56	5,60	2,02%
R\$ 504.501,68	1.750,17	4.137,35	2,00	5,36	R\$ 32,44	5,53	1,41%
R\$ 560.467,22	541,00	3.847,02	3,00	5,06	R\$ 32,93	5,71	1,24%
R\$ 578.727,27	528,08	3.226,52	3,00	5,38	R\$ 39,28	6,09	6,91%
R\$ 589.345,00	730,33	4.113,65	1,00	4,84	R\$ 39,07	5,89	1,78%
R\$ 770.700,34	839,01	4.704,29	1,00	5,60	R\$ 38,20	6,20	1,29%
R\$ 772.325,34	518,06	3.567,24	3,00	5,07	R\$ 35,23	5,28	5,18%
R\$ 812.608,86	1.697,33	3.054,10	2,00	5,31	R\$ 30,45	5,35	2,11%
R\$ 852.816,33	511,88	2.990,77	3,00	4,64	R\$ 38,33	5,69	3,56%
R\$ 941.816,90	513,63	3.292,91	3,00	4,62	R\$ 38,25	5,89	1,89%
R\$ 1.008.469,14	528,66	4.516,47	3,00	4,93	R\$ 34,64	5,48	1,30%
R\$ 1.037.141,53	1.743,60	4.414,45	2,00	5,72	R\$ 32,01	5,53	2,82%
R\$ 1.092.454,35	1.640,04	3.049,26	2,00	5,15	R\$ 39,80	5,22	8,49%
R\$ 1.130.993,67	746,16	4.723,76	3,00	5,89	R\$ 38,68	5,90	1,66%
R\$ 1.240.836,76	541,02	2.670,48	3,00	5,08	R\$ 37,47	5,69	4,98%
R\$ 1.258.098,20	2.082,72	3.575,63	2,00	5,94	R\$ 37,71	5,96	1,35%
R\$ 1.327.943,25	705,53	2.650,99	1,00	4,77	R\$ 39,92	5,74	4,05%
R\$ 1.465.476,97	774,41	3.607,06	3,00	5,63	R\$ 38,29	5,53	1,81%
R\$ 1.533.606,99	538,15	2.628,52	3,00	5,67	R\$ 39,43	5,42	10,20%
R\$ 1.614.835,57	507,97	3.567,26	3,00	5,25	R\$ 35,28	5,61	3,94%

APÊNDICE B: SIMULAÇÃO DE CENÁRIOS (CONTINUAÇÃO)

Taxa de juros	Taxa de cambio	preço venda H2	Irradiação Para colectores	ESCOLHER	Capex PV	Capex Eletrolisador	VPL - Valor Presente Líquido, em [R\$]
5,08%	5,71	R\$ 36,32	5,84	3,00	4.515,36	541,15	R\$ 1.628.378,66
2,38%	5,69	R\$ 34,55	5,46	3,00	3.757,74	575,57	R\$ 1.666.295,43
1,22%	6,16	R\$ 38,70	5,50	1,00	2.510,02	886,91	R\$ 1.749.235,76
3,80%	5,94	R\$ 37,60	5,59	2,00	3.066,40	1.759,49	R\$ 1.794.931,35
3,41%	5,77	R\$ 37,76	5,92	1,00	2.664,89	944,29	R\$ 1.818.315,44
4,87%	5,48	R\$ 36,58	5,60	3,00	3.475,64	582,33	R\$ 1.927.014,17
3,41%	5,51	R\$ 32,58	5,34	3,00	4.517,19	532,38	R\$ 117.014,13
1,93%	6,18	R\$ 31,88	5,49	3,00	3.468,48	551,32	R\$ 159.894,90
3,59%	5,70	R\$ 36,25	5,00	3,00	3.750,64	541,28	R\$ 230.512,84

APÊNDICE C: DECLARAÇÃO DE IA GENERATIVA E TECNOLOGIAS ASSISTIDAS POR IA NO PROCESSO DE ESCRITA

Durante a preparação deste trabalho, o autor utilizou o *Text.Cortex* e o *Grammarly* para melhorar a legibilidade e a linguagem. Após utilizar esta ferramenta/serviço, o autor revisou e editou o conteúdo conforme necessário e assume total responsabilidade pelo conteúdo da publicação.