

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
MESTRADO PROFISSIONAL EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA**

LEONARDO MARTINS KATTAH

**ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DA PRODUÇÃO DE
HIDROGÊNIO A PARTIR DE FONTE SOLAR FOTOVOLTAICA OU DA
ENERGIA PROVENIENTE DA REDE**

FLORIANÓPOLIS, 2025.

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
MESTRADO PROFISSIONAL EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA**

LEONARDO MARTINS KATTAH

**ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DA PRODUÇÃO DE
HIDROGÊNIO A PARTIR DE FONTE SOLAR FOTOVOLTAICA OU DA
ENERGIA PROVENIENTE DA REDE**

Dissertação de mestrado submetida ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Rubiara Cavalcante Fernandes, D. Eng.

Coorientador: Prof. Edison Antonio Cardoso Aranha Neto, D. Eng.

FLORIANÓPOLIS, 2025.

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor.

Kattah, Leonardo

Análise de viabilidade econômica da produção de hidrogênio a partir de fonte solar fotovoltaica ou da energia proveniente da rede / Leonardo Kattah; orientação de Rubiara Cavalcante; coorientação de Edison Aranha. - Florianópolis, SC, 2025.

117 p.

Dissertação (Mestrado) - Instituto Federal de Santa Catarina, Câmpus Florianópolis. Mestrado Profissional em Sistemas de Energia Elétrica. Departamento Acadêmico de Eletrotécnica.

Inclui Referências.

1. Transição energética. 2. Produção de Hidrogênio de baixa emissão. 3. Custo Nivelado de Hidrogênio. I. Cavalcante, Rubiara. II. Aranha, Edison. III. Instituto Federal de Santa Catarina. IV. Análise de viabilidade econômica da produção de hidrogênio a partir de fonte solar fotovoltaica ou da energia proveniente da

ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DA PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO A PARTIR DE FONTE SOLAR FOTOVOLTAICA OU DA ENERGIA PROVENIENTE DA REDE

LEONARDO MARTINS KATTAH

Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do Mestrado Profissional em Sistemas de Energia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Florianópolis, 27 de março, 2025.

Banca Examinadora:

Documento assinado digitalmente
 RUBIPIARA CAVALCANTE FERNANDES
Data: 24/04/2025 11:27:25-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Rubiara Cavalcante Fernandes, D. Eng.
Instituto Federal de Santa Catarina

Documento assinado digitalmente
 EDISON ANTONIO CARDOSO ARANHA NETO
Data: 24/04/2025 11:32:12-0300
CPF: ***.835.469-**
Valide em <https://assina.mec.gov.br/verificador>

Edison Antonio Cardoso Aranha Neto, D. Eng.
Instituto Federal de Santa Catarina

Documento assinado digitalmente
 RICARDO LUIZ ALVES
Data: 24/04/2025 14:22:20-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Ricardo Luiz Alves, D. Eng.
Instituto Federal de Santa Catarina

Documento assinado digitalmente
 ADRIANO DE ANDRADE BRESOLIN
Data: 25/04/2025 10:22:24-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Adriano de Andrade Bresolin, D. Eng.
Instituto Federal de Santa Catarina

Documento assinado digitalmente
 MARCOS AURELIO IZUMIDA MARTINS
Data: 25/04/2025 11:14:25-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Marcos Aurelio Izumida Martins, D. Eng.
Gridspertise

Dedico essa dissertação a minha família e amigos,
que foram essenciais durante a minha trajetória.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, gostaria de agradecer à minha família, em especial meus pais, Renato e Eunice, que nunca mediram esforços para oferecer para mim e minhas irmãs as melhores oportunidades possíveis. As minhas irmãs, Fabiana e Alessandra, agradeço a amizade e companheirismo.

Reservo um parágrafo especial para minha companheira, Mariana, que me acompanha durante boa parte de minha trajetória, por todo o carinho, amor, paciência e compreensão durante os melhores e piores dias.

Aos meus amigos, representados pelos nomes de Samuel, Fernanda, Yago, Gustavo, Matheus, Artur e Lucas, agradeço ao apoio, parceria e conversas, que me auxiliaram durante toda a trajetória, e me ajudaram a tornar quem sou.

Agradeço à FAPESC pelo apoio fundamental, por meio da bolsa concedida, que viabilizou a realização deste estudo relevante.

Por fim agradeço ao IFSC, professores e colegas, em especial ao professor Dr. Rubiara Cavalcante Fernandes pela orientação ao longo do desenvolvimento deste trabalho, e aos membros da banca, pela disponibilidade em contribuir com este trabalho.

Nunca encontrará na escuridão,
o caminho da luz.
Mato Seco

RESUMO

Em meio às mudanças climáticas e à necessidade de diversificar a matriz energética, o hidrogênio surge como uma solução para reduzir as emissões de gases de efeito estufa e promover a integração entre vários setores que constituem a economia global. Atualmente, a maior parte do hidrogênio é derivada de processos de reforma a vapor de combustíveis fósseis, mas também pode ser produzida por meio da eletrólise da água usando fontes de energia renováveis, como a solar fotovoltaica, a eólica ou a hidrelétrica. Por meio de uma revisão bibliográfica, o estudo apresenta informações sobre método de produção, armazenamento, transporte, consumo, certificação e custo nivelado da produção de hidrogênio de baixa emissão em todo o mundo, ilustrando a vantagem da produção em países com fontes renováveis disponíveis. Por exemplo, a infraestrutura de energia renovável do Brasil tem uma vantagem competitiva na produção de gás, reduzindo potencialmente os custos em comparação com outros locais em todo o mundo devido aos altos fatores de capacidade eólica e solar em seu território. Essa vantagem se estende ao uso doméstico, incluindo a produção de fertilizantes, operações de refinaria e exportação. Este estudo teve como objetivo principal a obtenção do custo nivelado de produção de hidrogênio e outras métricas financeiras importantes para avaliação de um projeto de energia renovável, considerando a produção do hidrogênio através de fonte solar fotovoltaica e energia comprada da rede de energia elétrica. A comparação do custo nivelado obtido a partir de simulações na ferramenta computacional H2ALite, desenvolvida pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável dos Estados Unidos (NREL), considerando diferentes cenários e incertezas econômicas, revela que o custo inicial da implementação desses projetos ainda é alto, mas pode se tornar economicamente viável principalmente se houverem importantes incentivos econômicos governamentais para estimular a nova indústria do hidrogênio. O custo da produção de hidrogênio através da compra de energia da rede é consideravelmente menor que produzido a partir de fonte solar fotovoltaica, porém é dependente da definição de certificações que garantam que esse hidrogênio é considerado de baixa emissão. Os custos obtidos através do cenário otimista de incentivos financeiros tornam o hidrogênio renovável compatível com hidrogênio produzido a partir de combustíveis fósseis com captura e armazenamento do carbono, porém ainda é necessário a diminuição de preços dos componentes para os projetos se tornarem financeiramente atrativos.

Palavras-chave: Transição Energética. Produção de Hidrogênio de baixa emissão. Custo Nivelado de Hidrogênio.

ABSTRACT

In the midst of climate change and the need to diversify the energy matrix, hydrogen has emerged as a solution to reduce greenhouse gas emissions and promote integration between various sectors that make up the global economy. Currently, most hydrogen is derived from fossil fuel steam reforming processes, but it can also be produced through the electrolysis of water using renewable energy sources such as solar photovoltaic, wind and hydroelectric power. Through a literature review, the study presents information on the production method, storage, transportation, consumption, certification and levelized cost of low-emission hydrogen production around the world, illustrating the advantage of production in countries with available renewable sources. For example, Brazil's renewable energy infrastructure has a competitive advantage in gas production, potentially reducing costs compared to other locations around the world due to the high wind and solar capacity factors in its territory. This advantage extends to domestic use, including fertilizer production, refinery operations and exports. The main objective of this study was to obtain the levelized cost of hydrogen production and other important financial metrics for evaluating a renewable energy project, considering hydrogen production through solar photovoltaics and energy purchased from the electricity grid. The comparison of the levelized cost obtained from simulations in the H2ALite computational tool, developed by the US National Renewable Energy Laboratory (NREL), considering different scenarios and economic uncertainties, reveals that the initial cost of implementing these projects is still high, but could become economically viable, especially if there are important government economic incentives to stimulate the new hydrogen industry. The cost of producing hydrogen through the purchase of energy from the grid is considerably lower than producing it from solar photovoltaic sources, but it is dependent on the definition of certifications that guarantee that this hydrogen is considered low emission. The costs obtained through the optimistic scenario of financial incentives make renewable hydrogen compatible with hydrogen produced from fossil fuels with carbon capture and storage, but it is still necessary to lower the prices of the components for the projects to become financially attractive.

Key words: Energy Transition. Low Emission Hydrogen Production. Levelized Cost of Hydrogen.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Produção de hidrogênio por tecnologia e região, 2021-2024	16
Figura 2 - Matriz de Energia Elétrica Brasil 2024	23
Figura 3 - Métodos de produção de hidrogênio.....	25
Figura 4 - Condições operacionais para SR, ATR e POX.....	27
Figura 5 - Configuração conceitual das quatro tecnologias de eletrólise	29
Figura 6 - Diferentes fontes de biomassa e conversão para hidrogênio ou outros produtos úteis.....	32
Figura 7 - Diagrama simplificado do armazenamento de hidrogênio	34
Figura 8 - Conceito do armazenamento de hidrogênio através de LOHC.....	38
Figura 9 - Demanda de hidrogênio em 2024.....	42
Figura 10 - Diagrama esquemático de sistemas eólico/solar de produção de hidrogênio	53
Figura 11 - Diagrama simplificado de rotas para conversão de energia renovável offshore, utilizando hidrogênio	63
Figura 12 - Diagrama esquemático de um sistema renovável híbrido para produção de hidrogênio	67
Figura 13 - LCOH por método de produção, 2023 e 2030, considerando o Cenário Net Zero Emissions by 2050	77
Figura 14 - Descrição das abas da ferramenta computacional H2ALite	79
Figura 15 - Fluxo de caixa cumulativo de investidor para o cenário de redução de 20% do CAPEX (Solar H2).....	85
Figura 16 - Fluxo de caixa cumulativo de investidor para o cenário de redução de 30% do CAPEX (Solar H2).....	86
Figura 17 - Fluxo de caixa cumulativo de investidor para o cenário de redução de 40% do CAPEX (Solar H2).....	86
Figura 18 - Fluxo de caixa cumulativo de investidor para o cenário de redução de 20% do CAPEX (Grid H2)	88
Figura 19 - Fluxo de caixa cumulativo de investidor para o cenário de redução de 30% do CAPEX (Grid H2)	89
Figura 20 - Fluxo de caixa cumulativo de investidor para o cenário de redução de 40% do CAPEX (Grid H2)	89
Figura 21 - Porcentagem de incentivos (%) por LCOH (\$/kgH2)	90
Figura 22 - VPL por Taxa de desconto do CAPEX em milhões (Solar H2)	91
Figura 23 - VPL por Taxa de desconto do CAPEX em milhões (Grid H2).....	91
Figura 24 - VPL Solar H2 x Grid H2	92

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Características das principais tecnologias para produção de hidrogênio	25
Tabela 2 - Comparação entre diferentes tipos de eletrolisadores	30
Tabela 3 - Comparação das características de CH ₂ , LH ₂ , Metanol e Amônia Líquida	36
Tabela 4 - Comparação do custo nivelado de produção de hidrogênio de diferentes estudos.....	73
Tabela 5 - Valores Fixados para simulação H2ALite	83
Tabela 6 - Informações da planta de produção de hidrogênio	84
Tabela 7 - Valores de Custos (\$/kW) e Fator O&M (%/ano)	84
Tabela 8 - Custos da simulação Solar H2	85
Tabela 9 - Custos da simulação GRID H2	88

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABEEólica - Associação Brasileira de Energia Eólica

ABiogás - Associação Brasileira do Biogás e do Biometano

ABSOLAR - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

AEM - *Anion exchange membrane electrolysis* (Eletrólise de Membrana de Troca Aniônica)

ALK - *Alkaline Water Electrolysis* (Eletrólise Alcalina da Água)

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

ATR - *Autothermal Reforming* (Reforma Autotérmica)

BEV - *Battery Electric Vehicles* (Veículos elétricos movidos a bateria)

BF-BOF - *Blast furnace-basic oxygen furnace* (Alto-forno conversor à oxigênio)

BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

BoP – *Balance of Plant* (Balanço da Planta)

CAPEX - *Capital Expenditure* (Despesas de Capital)

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCUS - *Carbon Capture, Utilisation and Storage* (Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono)

CH₂ - *Compressed Hydrogen* (Hidrogênio Comprimido)

CO₂ - Dióxido de carbono

CSLL - Contribuição Social sobre o Lucro Líquido

CSP - Usina Solar Concentrada

DC - *Direct current* (Corrente contínua)

DRI-EAF - *Direct reduction of iron-electric arc furnace* (Redução direta de ferro - forno elétrico a arco)

EL - Eletrolisador

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

FCEV - *Fuel Cell Electric Vehicles* (Veículos elétricos movidos a célula a combustível)

GECF - *Gas Exporting Countries Forum* (Fórum dos Países Exportadores de Gás)

GNL - Gás Natural Liquefeito

GW - Gigawatt

H₂V - Hidrogênio Verde

IATA - *International Air Transport Association* (Associação Internacional de Transportes Aéreos)

ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

IEA - *International Energy Agency* (Agência Internacional de Energia)

IMO - *International Maritime Organization* (Organização Marítima Internacional)

IPEA - Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada

IPHE - *International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy* (Parceria Internacional para o Hidrogênio e as Células de Combustível na Economia)

IRENA - *International Renewable Energy Agency* (Agência Internacional para as Energias Renováveis)

IRPJ - Imposto sobre a renda das pessoas jurídicas

kWh - Quilowatt-hora

LCOH - *Levelized Cost of Hydrogen* (Custo Nivelado de Produção de Hidrogênio)

LH2 - *Liquidified Hydrogen* (Hidrogênio Liquefeito)

LOHC - *Liquid Organic Hydrogen Carrier* (Transportadores de Hidrogênio Orgânico Líquido)

MCP - Mercado de Curto Prazo

MLE - Mercado Livre de Energia

MME - Ministério de Minas e Energia

MMGD – Micro e Minigeração Distribuída

MOF - *Metal-Organic Framework* (Estrutura Metalorgânica)

MPPT - *Maximum Power Point Tracking* (Rastreamento de Ponto de Potência Máximo)

Mt - Megatonelada

O&M - Operação e Manutenção

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrica

OPEX - *Operational Expenditure* (Despesas Operacionais)

PEM - *Polymer electrolyte membrane electrolysis* (Eletrólise da membrana de troca de prótons)

PL - Projeto de Lei

PLD - Preço de Liquidação de Diferenças

POX - *Partial Oxidation* (Oxidação Parcial)

PV – *Photovoltaic* (Solar Fotovoltaico)

ROE – *Return on Equity* (Retorno sobre o Patrimônio)

SAF - *Sustainable Aviation Fuels* (Combustível Sustentável de Aviação)

SELIC - Sistema Especial de Liquidação e de Custódia

SIN - Sistema Interligado Nacional

SNG – *Synthetic Natural Gas* (Gás Natural Sintético)

SOEC - *Solid oxide electrolyzer cell* (Eletrolisador Sólido Óxido)

SR - *Steam Reforming* (Reforma a Vapor)

STH - *Solar-to-Hydrogen* (Solar para Hidrogênio)

VPL - Valor Presente Líquido

WACC - *Weighted Average Cost of Capital* (Custo Médio Ponderado de Capital)

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	15
1.1. Justificativa.....	17
1.2. Definição do problema.....	17
1.3. Objetivo Geral	19
1.4. Objetivo Específico.....	20
1.5. Estrutura do trabalho	20
2. HIDROGÊNIO	22
2.1. Vantagens Competitivas do Brasil	22
2.2. Produção de Hidrogênio.....	24
2.2.1. Combustíveis Fósseis.....	26
2.2.1.1. <i>Reforma a Vapor (SR)</i>	26
2.2.1.2. <i>Oxidação Parcial (POX)</i>	26
2.2.1.3. <i>Reforma Auto Térmica (ATR)</i>	27
2.2.2. Energias Renováveis.....	27
2.2.2.1. <i>Eletrólise</i>	27
2.2.2.2. <i>Processos de biomassa</i>	31
2.3. Armazenamento	33
2.4. Transporte e Distribuição.....	40
2.5. Consumo.....	41
2.5.1. Refinarias	42
2.5.2. Setor Químico.....	43
2.5.3. Produção de Aço	43
2.5.4. Transporte	44
2.5.4.1. <i>Transporte rodoviário</i>	44
2.5.4.2. <i>Transporte ferroviário</i>	45
2.5.4.3. <i>Transporte marítimo</i>	46
2.5.4.4. <i>Transporte aéreo</i>	48
2.5.4.5. <i>Transporte: outros</i>	49
2.5.5. Aquecimento	50
3. ROTAS TECNOLÓGICAS PARA A PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO DE BAIXA EMISSÃO	53
3.1. Energia Solar.....	54
3.1.1. CSP (Energia Solar Concentrada).....	54

3.1.2.	Solar Fotovoltaica.....	55
3.2.	Energia Eólica	58
3.2.1.	<i>Onshore</i>	58
3.2.2.	<i>Offshore</i>	61
3.3.	Energia Hídrica.....	63
3.4.	Híbrido.....	66
3.5.	Energia Nuclear.....	69
3.6.	Biomassa/Biogás.....	71
4.	CUSTO NIVELADO DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO	73
5.	METODOLOGIA PROPOSTA.....	78
6.	ANÁLISE DOS RESULTADOS	82
6.1.	Simulação Solar H2.....	84
6.2.	Simulação GRID H2	87
6.3.	Simulações considerando custo fixo de venda do hidrogênio.....	90
7.	CONCLUSÃO	93
	REFERÊNCIAS	95

1. INTRODUÇÃO

Com o aumento populacional e o contínuo uso de combustíveis fósseis como fonte primária de energia mundial durante décadas, os impactos ambientais provenientes da utilização desses combustíveis, como por exemplo a emissão de gases de efeito estufa, exaustão de recursos naturais e mudanças climáticas, não podem ser ignorados. Atualmente, 85% da energia consumida mundialmente é obtida a partir de recursos não renováveis, entre eles carvão, óleo e gás natural, o que, além dos impactos ambientais, contribui para crises políticas e econômicas (Abdalla *et al.*, 2018).

Com o intuito de limitar o aquecimento global em menos de 2 °C em relação a níveis pré-industriais e fortalecer a resposta global contra as mudanças climáticas, em 2016, governos de todo o mundo firmaram o Acordo de Paris. Para atender às metas do Acordo são necessárias ações mais custosas e rigorosas de redução das emissões, para conter a tendência de crescimento e contribuir para o alcance dos limites de 1,5 °C, ou pelo menos 2 °C do acordo. Apesar disso, em 2021, a emissão anual de CO₂ alcançou 34,9 Gt, o que representa um aumento de 4,8% em relação ao ano de 2020, evidenciando a necessidade de maiores discussões no âmbito governamental para que ações de transição energética sejam aceleradas (Liu *et al.*, 2022). Em 2023, as emissões atingiram a marca de 37,4 Gt de emissões de CO₂, 65% provenientes da utilização de carvão (IEA, 2024a).

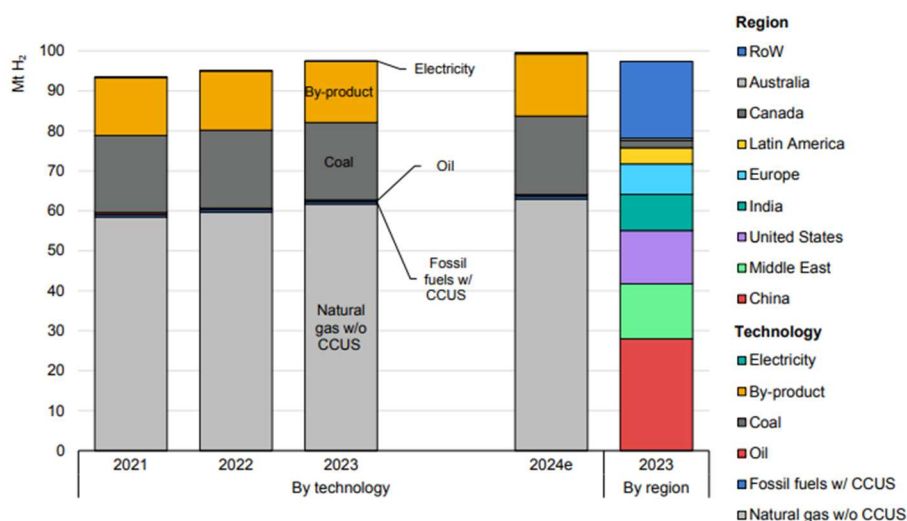
Surgindo como solução para profunda descarbonização da economia mundial, o hidrogênio pode se tornar um importante combustível e vetor de armazenamento de energia para a transição energética. O hidrogênio é o elemento mais abundante do universo e o mais simples, constituído apenas de um átomo com um próton e um elétron (Momirlan; Veziroglu, 2005). Possui diversas vantagens, como por exemplo sua alta densidade de energia, provendo três vezes mais energia que a combustão da gasolina por unidade de massa, além da possibilidade de ser produzido localmente, reduzindo a dependência dos países em fornecedores externos de energia (Nicoletti *et al.*, 2015). Os principais usos do hidrogênio são em refinarias e no setor industrial para produção de amônia, metanol e na produção de aço. Porém, o hidrogênio também pode ser usado como matéria-prima química, queimado para aquecimento, usado como reagente para produção de combustíveis sintéticos ou convertido em energia via células a combustível (Oliveira; Beswick; Yan, 2021).

O setor de energia, responsável por três quartos das emissões de gases de efeito estufa, necessita de uma completa transformação nas formas de produção, transporte e consumo de energia para evitar os efeitos das mudanças climáticas (IEA, 2021). Espera-se que a produção de hidrogênio cresça mais de 5 vezes até 2050 e que o hidrogênio verde represente 48% desse volume (GECCF, 2024).

Com o gradual aumento da penetração das energias renováveis na matriz elétrica mundial, em especial solar fotovoltaica e eólica, que contabilizará cerca 43% da energia gerada em 2030, em comparação aos 28% nos dias de hoje (IEA, 2022b), o armazenamento de energia será importante para manter a segurança e confiabilidade dos sistemas elétricos, devido à alta intermitência dessas fontes. O hidrogênio é então considerado uma tecnologia essencial para o armazenamento em larga escala e a longo prazo das fontes renováveis (Maggio; Nicita; Squadrito, 2019). Devido a sua multifuncionalidade, o hidrogênio é visto como um recurso para promover o acoplamento dos mercados de combustíveis, elétrico, industrial e outros (Empresa de Pesquisa Energética, 2021).

Atualmente, o hidrogênio é obtido principalmente através de processos de reforma a vapor de combustíveis fósseis, com aproximadamente 96% da produção total anual derivada dessas fontes, causando alta emissão indireta de CO₂ (Guerra et al., 2019). Na figura 1 são apresentados dados quanto à tecnologia de produção de hidrogênio. A produção a partir do gás natural, sem a captura e armazenamento do carbono, é a principal rota e contabilizou 62% da produção de hidrogênio em 2021, e é comumente referido como hidrogênio cinza. O hidrogênio produzido a partir de processos com baixa emissão de carbono contabilizou menos de 1% (IEA, 2023b). Esta baixa utilização se deve ao elevado custo de captura de CO₂ e indisponibilidade de infraestrutura de transporte e armazenamento deste composto químico, para o hidrogênio obtido via reforma a vapor do metano com captura de CO₂, e ao elevado custo de eletrolisadores para o hidrogênio obtido via eletrólise da água utilizando energias renováveis (Pruvost et al., 2022).

Figura 1 - Produção de hidrogênio por tecnologia e região, 2021-2024



Fonte: IEA (2024b).

O hidrogênio atualmente é classificado por diferentes cores, que indicam o método de produção. Quando há tecnologia de captura e armazenamento do carbono, reduzindo o impacto das emissões de gases de efeito estufa, o hidrogênio é classificado como azul. Já o hidrogênio verde é produzido a partir da eletrólise utilizando energia renovável. Ainda existem inúmeras cores para diferentes processos, como o hidrogênio roxo, produzido por eletricidade de usina nuclear (Ajanovic; Sayer; Haas, 2022). Porém, essa classificação por cores não especifica a quantidade exata de emissões geradas na produção do hidrogênio de baixo carbono, além de causar indefinições, já que a mesma cor pode ser usada para classificar diferentes tecnologias. Como exemplo, o hidrogênio amarelo em alguns estudos é descrito como aquele que utiliza a eletricidade do sistema de energia, mas em outros é produzido exclusivamente por energia solar (Chew *et al.*, 2023; Newborough; Cooley, 2020). Logo, diversos esforços são realizados mundialmente para certificação do hidrogênio baseado em critérios de contabilização de emissões e de demarcação de limites operacionais. A IEA recomenda o uso do termo “hidrogênio de baixa emissão”.

Apesar de ser habitualmente descrito como sendo um hidrogênio de baixa emissão de gases de efeito estufa, o hidrogênio com captura e armazenamento de carbono ainda emite uma quantidade substancial de gases de efeito estufa (Longden *et al.*, 2022). A emissão total de dióxido de carbono é reduzida quando comparada ao hidrogênio cinza, porém essa diminuição não é suficiente para compensar a emissão de metano, que é maior devido a utilização de gás natural para alimentar o processo de captura do carbono (Howarth; Jacobson, 2021).

1.1. Justificativa

Considerando as diferentes formas de produção de hidrogênio no mercado atualmente, verifica-se que a produção a partir da eletrólise da água pode ser competitiva no mercado mediante redução de custos e incentivos governamentais. Do ponto de vista econômico, o hidrogênio de baixa emissão só será comercializado em grande escala, se o seu custo nivelado for competitivo ao hidrogênio com emissão de gases de efeito estufa.

Dados os problemas descritos, é de extrema importância estudar diferentes métodos de produção do hidrogênio de baixa emissão, de forma a obter o menor custo nivelado possível, considerando preços encontrados na literatura e cenários de mercado condizentes com o país onde se deseja realizar a produção do gás.

1.2. Definição do problema

Diante desse cenário de mudanças climáticas e necessidade de alteração da fonte de energia primária mundial, governos de todo o mundo trabalham em roadmaps e programas de implementação para incentivar o desenvolvimento da

economia do hidrogênio produzido a partir da eletrólise da água (Wappler *et al.*, 2022).

Em um cenário global, entre os documentos governamentais publicados, é possível destacar a Comissão Europeia, Alemanha e Chile, com planos de instalação de grande capacidade de eletrolisadores a médio e longo prazo. A Comissão Europeia tem como meta a instalação de pelo menos 6 GW de capacidade de eletrolisadores de água até 2024 e pretende atingir 40 GW até 2030, com incentivos para que países vizinhos instalem mais 40 GW para exportação para a Europa (European Commission, 2020). De forma similar, a Alemanha tem interesse em realizar parcerias para importação de hidrogênio de baixa emissão, já que o país possui limitada capacidade de energias renováveis. Visando se tornar um país fornecedor mundial de combustíveis limpos no início da próxima década, o Chile, devido ao grande potencial de energias renováveis no país, planeja a instalação de 5 MW de eletrolisadores para produção de hidrogênio até 2025, aumentando essa capacidade para 25 MW até 2030 (Vostakola; Salamantia, 2022).

O Brasil, apesar de ser descrito como um dos países mais competitivos na produção de hidrogênio de baixa emissão, com custo nivelado sendo inferior a US\$1,50/kg já em 2030 (McKinsey & Company, 2022), até o final de 2023 ainda não possuía uma estratégia definida, sendo citado apenas em publicações da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

O documento Bases para Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio, publicado em fevereiro de 2021 pela EPE e MME aborda aspectos conceituais e fundamentais para a construção da estratégia brasileira do hidrogênio, apresentando um panorama do mercado atual, rotas tecnológicas e processos de geração, custos e aspectos competitivos, desafios para o desenvolvimento do mercado de uso energético do hidrogênio, além do papel do hidrogênio na transição energética. Segundo a publicação, a estratégia brasileira deve aproveitar as vantagens competitivas no Brasil, como etanol, hidroeletricidade, eólica, solar, gás natural, biogás e biomassas para desenvolver novas vantagens na transição energética (Empresa de Pesquisa Energética, 2021).

O Plano Nacional de Energia - 2050 é um documento elaborado pela EPE com conjunto de recomendações e diretrizes a serem seguidas ao longo do horizonte de 2050, em relação à expansão do setor de energia. O hidrogênio é citado neste relatório como uma tecnologia disruptiva, ou seja, capaz de alterar significativamente o mercado de energia, e um elemento de interesse no contexto da descarbonização da matriz energética. Porém, a concretização do uso energético do hidrogênio ainda apresenta significativos desafios tecnológicos e de mercado, ao longo de toda a cadeia (produção, transporte, armazenamento e consumo) (Empresa de Pesquisa Energética, 2020).

Em 2024, o setor de hidrogênio verde no Brasil teve uma mudança de chave significativa, com aprovação e sanção de um Marco Legal Regulatório do Hidrogênio Verde, através da Lei 14.948/24 (BRASIL, 2024a), e do Projeto Combustível do Futuro, pelo a Lei 14.993/24 (BRASIL, 2024b).

A Lei 14.948 de 2024 (BRASIL, 2024a) regulamenta a produção de hidrogênio considerado de baixa emissão de carbono através da definição de um marco regulatório, com a intenção de trazer maior segurança jurídica para o desenvolvimento desse novo setor. Além da regulamentação da produção do hidrogênio de baixa emissão, a norma também institui uma certificação voluntária e estende incentivos tributários para as empresas produtoras. A nova lei define que será considerado hidrogênio de baixa emissão aquele que durante seu ciclo de vida produtivo resultar em um valor menor ou igual a emissão de 7 kg de gás carbônico por quilograma de hidrogênio produzido ($\text{kgCO}_2\text{eq/kgH}_2$). Em outros países esses parâmetros podem variar. A Diretiva de Energia Renovável II (RED II) da UE estabelece um limite de 3,38 $\text{kgCO}_2\text{eq/kgH}_2$ para que o hidrogênio seja classificado como de baixo carbono. No entanto, há discussões e recomendações para a adoção de limites mais rigorosos (União Europeia, 2018).

Já o a Lei 14.993/24 (BRASIL, 2024b), com a intenção de contribuir para incrementar a utilização de combustíveis sustentáveis e de baixa intensidade de carbono, bem como para melhorar a tecnologia veicular nacional, com intuito de descarbonizar a matriz energética de transporte nacional, criou programas nacionais de diesel verde, de combustível sustentável de aviação e de biometano, além de aumentar a mistura de etanol e biodiesel na gasolina e no diesel, respectivamente. Além disso, o projeto também trata do transporte e estocagem geológica de gás carbônico, estipulando obrigações a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e a Petrobras.

O Brasil já tem onze projetos de hidrogênio de baixa emissão com estudos de conexão à rede elétrica homologados, com uma capacidade instalada prevista de 45 GW até 2038. Esses projetos são concentrados em sua maioria no Nordeste, e devido a alta capacidade instalada, foram incluídos no estudo de expansão da Rede Básica do SIN, da EPE. Considerando esses projetos, se destaca a diversidade no destino do hidrogênio produzido, sendo utilizado para produção de diesel renovável, combustível sustentável de aviação (SAF) ou fertilizantes verdes.

1.3. Objetivo Geral

O objetivo principal dessa dissertação é avaliar, por meio de análises financeiras, o custo nivelado de produção do hidrogênio de baixa emissão no Brasil, considerando diferentes possibilidades de incentivos para o projeto, além de

diferentes modos de produção. Para isso, são considerados custos e métricas financeiras que se adaptam a realidade brasileira.

1.4. Objetivo Específico

Para atingir o objetivo geral será necessário o cumprimento dos seguintes objetivos específicos:

- a) estudar os potenciais de recursos renováveis no Brasil, assim como a demanda pelo hidrogênio em setores que podem se beneficiar da diminuição do custo do hidrogênio de baixa emissão;
- b) averiguar as principais tecnologias referentes à eletrólise da água, armazenamento e transporte do hidrogênio, descrevendo vantagens e desvantagens no atual mercado de hidrogênio mundial;
- c) analisar diversos estudos sobre a produção a partir de diferentes fontes de energia renovável, com foco na obtenção do custo nivelado de produção;
- d) Estudar diferentes métricas de viabilidade financeira, e condições financeiras para a realização de um projeto de energia renovável no Brasil;
- e) Realizar simulações de viabilidade técnico-econômica para encontrar o custo nivelado de produção de hidrogênio de baixa emissão no Brasil.

1.5. Estrutura do trabalho

O trabalho é estruturado em 7 capítulos: Introdução, Hidrogênio, Rotas Tecnológicas para a produção de hidrogênio de baixa emissão: uma análise da literatura, Custo Nivelado de Produção do Hidrogênio, Metodologia, Simulações e Conclusão.

No Capítulo 1, é apresentado o tema, juntamente com a justificativa e objetivos para realização do estudo.

No Capítulo 2 é realizada uma apresentação das particularidades que o Brasil tem na produção e consumo de hidrogênio de baixa emissão, evidenciando algumas vantagens competitivas que o país pode ter na transição energética, e são detalhadas as principais formas de produção, com enfoque na utilização da eletrólise da água, armazenamento, transporte e consumo de hidrogênio no mercado atual, e projeções para os próximos anos.

No capítulo 3, é realizada uma revisão da literatura, com foco em encontrar estudos de produção de hidrogênio a partir de processos renováveis que de alguma forma tiveram como resultado o custo nivelado de produção de hidrogênio.

No capítulo 4, são apresentadas as principais informações sobre o custo nivelado de produção de hidrogênio, com apresentação de valores obtidos em

estudos considerando diferentes energias renováveis primárias, em inúmeras regiões do mundo.

No capítulo 5, é apresentada a metodologia desse estudo, além da apresentação da ferramenta computacional utilizada, e considerações financeiras utilizadas para simulação.

No capítulo 6, são apresentados os resultados obtidos nas simulações de análise de viabilidade econômica da produção de hidrogênio a partir de energia da rede ou energia proveniente de usina solar fotovoltaica, evidenciando as principais métricas financeiras utilizadas no estudo.

No capítulo 7 são apresentadas as considerações sobre os resultados obtidos, apontando também as sugestões para trabalhos futuros.

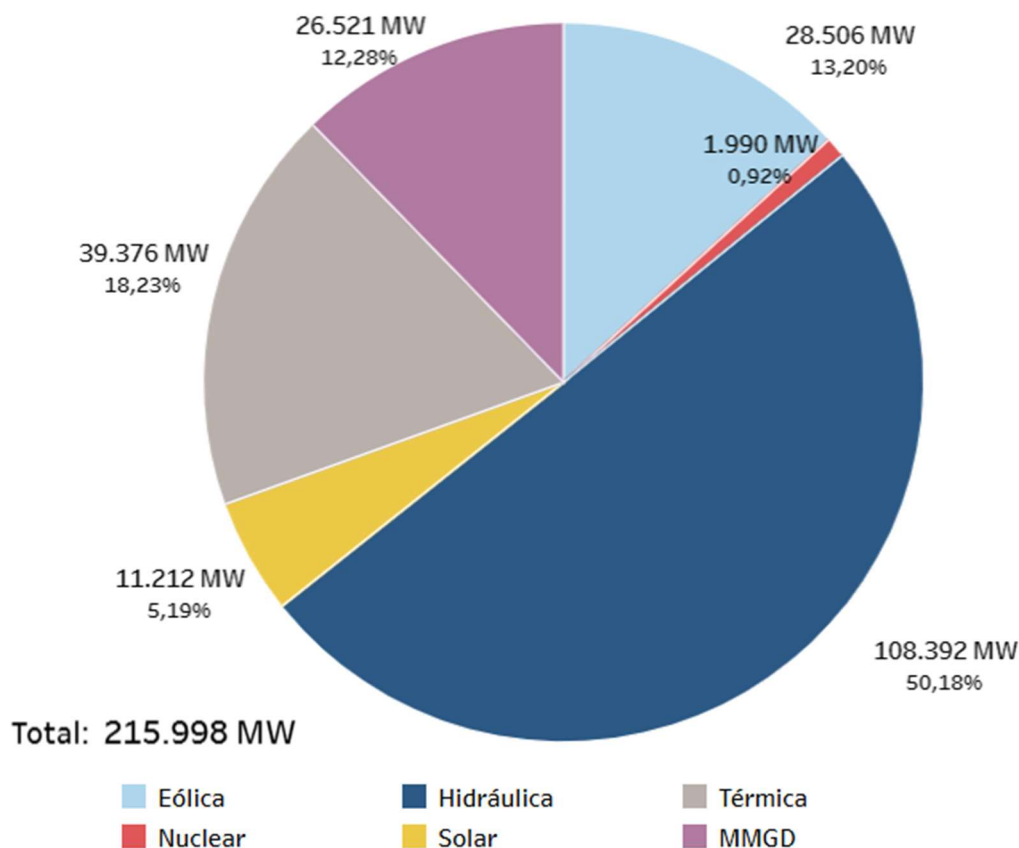
2. HIDROGÊNIO

Neste capítulo, são apresentadas as vantagens competitivas que o Brasil tem na produção de energias renováveis e subsequentemente hidrogênio, e os principais métodos de produção do hidrogênio, com maior detalhamento na produção a partir da eletrólise da água a partir de fontes renováveis. Também são introduzidas as principais formas de armazenamento utilizadas no mundo, explicando aquelas que já são comercialmente disponíveis no mercado. Em seguida, é descrito o transporte e distribuição do hidrogênio, e a demanda do hidrogênio atual, juntamente com as possibilidades de utilização desse gás produzido com baixa emissão de gases de efeito estufa em diversos setores nos próximos anos. Por último, é brevemente apresentada a certificação de hidrogênio, mostrando os principais esquemas de certificação para comercialização de hidrogênio de baixa emissão.

2.1. Vantagens Competitivas do Brasil

O Brasil é o maior país sul-americano e o quinto maior país do mundo, além de potência econômica e política na América do Sul. Uma das grandes vantagens do país para potencial energético é estar localizado em diferentes zonas climáticas, com altos fatores de capacidade de vento e sol. Em 2024, as usinas eólicas alcançaram 28 GW de potência instalada, representando agora 13% da matriz elétrica, enquanto as usinas fotovoltaicas somaram 37 GW, o que representa em torno de 17% da matriz elétrica nacional, conforme Figura 2, sendo 26GW dessa fonte proveniente de instalações de micro e minigeração distribuída. Esse crescimento na capacidade instalada de usinas renováveis intermitentes no Brasil ainda é esperado por muitos anos, onde em 2040 podem representar 47% da capacidade instalada do sistema (ABEEólica, 2021; ABSOLAR, 2023). Nos últimos dez anos, a matriz elétrica brasileira se tornou menos dependente das usinas hidrelétricas, com alta penetração de usinas eólicas e solares fotovoltaicas, principalmente no Nordeste do país. Em 2012, a capacidade instalada de energia eólica era de 2,5 GW, o que representava 2% da matriz elétrica brasileira, enquanto a de energia solar fotovoltaica era de apenas 7 MW.

Figura 2 - Matriz de Energia Elétrica Brasil 2024



Fonte: ONS (2025).

Além do enorme potencial de energias renováveis intermitentes, a geração hidrelétrica é um grande contribuinte na produção de energia renovável no país. A matriz elétrica brasileira possui aproximadamente 80% de participação de energia limpa. O Brasil também é referência em aproveitamento de biomassa, seja para produção de biogás ou geração de energia elétrica, com representação de 8% da matriz elétrica no ano de 2023 (ABSOLAR, 2023). Outro fator que torna o Brasil um mercado consolidado no âmbito de energia alternativa e limpa é o importante papel desempenhado pelo etanol na matriz energética brasileira, sendo destaque no cenário global de biocombustíveis. Segundo dados da ABiogás, o potencial teórico de produção do biogás brasileiro é suficiente para suprir 40% da demanda interna de energia elétrica e 70% do consumo do diesel. Considerando o cenário de geração de biogás em 2021, o Brasil explora apenas 3% desse potencial (CIBiogás, 2022). Por meio da fermentação de açúcares e cereais, no caso brasileiro majoritariamente provenientes da cana-de-açúcar, é obtido o etanol, que pode ser utilizado como biocombustível, fonte de energia elétrica ou como matéria-prima para gerar subprodutos. Atualmente, o Brasil é o segundo maior produtor desse biocombustível, responsável por cerca de 27% da produção mundial.

O Brasil está em uma posição privilegiada para se destacar na produção de hidrogênio de baixa emissão, podendo utilizar este insumo tanto para atender às necessidades de demanda interna quanto para exportação. Os portos localizados na região Nordeste do país podem desempenhar um papel fundamental no cenário de transição energética, interligando o Brasil, grande produtor de energias renováveis, com mercados globais que buscam fontes de energia limpa e sustentável.

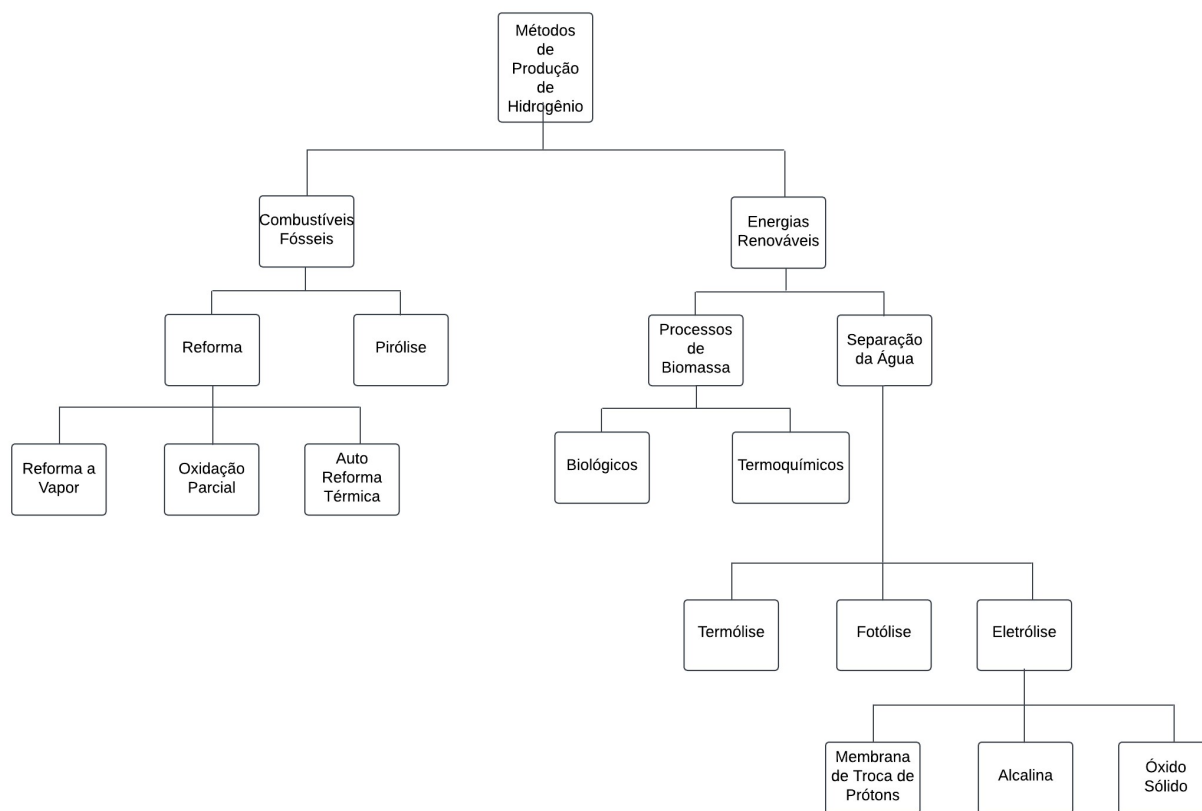
Diante desse cenário, diversos hubs de hidrogênio “verde” (H2V) estão sendo projetados, com intuito de criar um ecossistema de produção, transporte, entrega e uso final de hidrogênio em aplicações de diferentes setores. Destacam-se os portos e pólos industriais de Pecém (Ceará) que possui parceria com o porto de Rotterdam, Suape (Pernambuco), Camaçari (Bahia) e Açú (Rio de Janeiro).

No final do ano de 2024, o Ministério de Minas e Energia anunciou o resultado da chamada pública para hubs de hidrogênio de baixa emissão de carbono, como parte da estratégia nacional de hidrogênio. Entre os projetos selecionados se destaca a diversidade das fontes de produção de hidrogênio, incluindo eletricidade conectada ao Sistema Interligado Nacional, energia eólica, solar, biomassa e etanol, além do uso planejado para o hidrogênio produzido, que abrange setores estratégicos da cadeia de valor brasileira, como produção de aço, alumínio, fertilizantes, refino e e-metanol.

2.2. Produção de Hidrogênio

A produção de hidrogênio pode ser categorizada em dois principais grupos: utilizando matérias de origem fóssil, como carvão e gás natural, ou a partir de energias renováveis, sejam por processos por meio da biomassa ou por meio da separação da água, principalmente a eletrólise. Na figura 3 são apresentados os principais métodos.

Figura 3 - Métodos de produção de hidrogênio



Fonte: Elaboração própria (2025).

As principais formas de produção de hidrogênio, juntamente com a eficiência total do processo e o grau de maturidade são apresentadas na tabela 1.

Tabela 1 - Características das principais tecnologias para produção de hidrogênio

Tecnologia	Matéria-prima	Eficiência	Maturidade
Reforma a Vapor	Hidrocarbonetos	70-85%	Comercial
Oxidação Parcial	Hidrocarbonetos	60-75%	Comercial
Reforma Autotérmica	Hidrocarbonetos	60-75%	Curto Prazo
Eletrólise	Água + Eletricidade	50-70%	Comercial

Fotólise	Água + Luz Solar	0,5%	Longo Prazo
Ciclo termoquímico para separação da água	Água + Calor	NA	Longo Prazo

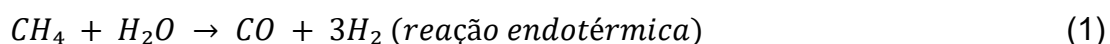
Fonte: Adaptado de Kalamaras e Efstathiou (2013).

2.2.1. Combustíveis Fósseis

Os processos que envolvem a utilização de combustíveis fósseis, podem capturar e armazenar o carbono, reduzindo assim a emissão de gás carbônico em até 90%. Três principais processos são utilizados para produzir hidrogênio através de combustíveis fósseis: Reforma a vapor (*SR – Steam Reforming*), Oxidação Parcial (*POX – Partial Oxidation*) e Reforma Auto térmica (*ATR – Autothermal Reforming*).

2.2.1.1. Reforma a Vapor (SR)

A reforma a vapor é um dos métodos mais comuns e mais baratos para produção de hidrogênio. O processo convencional envolve a utilização de metano e vapor para produzir uma combinação de hidrogênio e monóxido de carbono, além de calor como coproduto. É realizado tipicamente em altas temperaturas, de 700 a 1000 °C (LeValley; Richard; Fan, 2014; Ogden; Steinbugler; Kreutz, 1999). A reação principal é:



O monóxido de carbono (CO) produzido é, então, convertido em dióxido de carbono (CO₂) e hidrogênio adicional em uma etapa posterior chamada de "shift" gás-água:



2.2.1.2. Oxidação Parcial (POX)

A oxidação parcial é um processo que envolve a utilização de matérias primas como metano ou biogás, que reage com uma quantidade controlada de oxigênio em temperaturas entre 1300 e 1500 °C. As reações principais são:



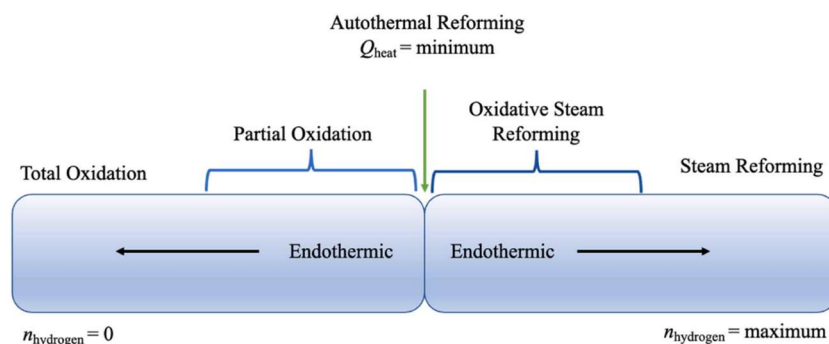


Esse processo é mais versátil e eficiente que outros processos de produção de hidrogênio, pois permite o uso de uma ampla gama de matérias-primas e não produz dióxido de carbono como subproduto. Porém, também tem diversas desvantagens, como alto custo de equipamentos, produção de água no processo, que pode ser desafiador para separar do gás hidrogênio, além de necessidade de um catalisador especializado.

2.2.1.3. Reforma Auto Térmica (ATR)

A ATR é um processo híbrido que envolve a reforma a vapor e a oxidação parcial, desenvolvido para resolver os problemas de baixo rendimento de produção da POX e o calor endotérmico da reação de reforma a vapor. Dessa forma, o equilíbrio entre as reações endotérmicas (SR) e exotérmicas (POX) permite que o processo seja autossustentável em termos de energia térmica. A figura 4 apresenta as condições operacionais para o processo ATR.

Figura 4 - Condições operacionais para SR, ATR e POX



Fonte: Kalamaras e Efstathiou (2013).

2.2.2. Energias Renováveis

No caso da utilização de energias renováveis, além das fontes solar fotovoltaica ou eólica, há possibilidade de produzir hidrogênio com baixa emissão de gás carbônico através de resíduos orgânicos ou biomassa.

2.2.2.1. Eletrólise

A eletrólise é um processo de produção do hidrogênio e oxigênio a partir da conversão eletroquímica da água. O princípio de funcionamento consiste na circulação de uma corrente contínua entre dois eletrodos separados e imersos em um eletrólito, utilizado para aumentar a condutividade iônica. É o mais importante método

de obtenção do hidrogênio a partir da água, sendo uma tecnologia madura, com hidrogênio produzido apresentando alta pureza, podendo chegar a 99,999%. O elemento básico de um sistema eletrolítico de produção do hidrogênio é a célula de eletrólise, que podem ser conectadas em série ou paralelo para formar o módulo de eletrólise, ou eletrolisador (Mohammadi; Mehrpooya, 2018).

Os eletrolisadores podem ser divididos em três categorias, baseados no eletrólito usado, no agente iônico (OH^- , H^+ ou O_2^-), e na temperatura de operação: alcalinos (ALK), membrana de troca de prótons (PEM), membrana de troca de ânions (AEM), ou sólido óxido (SOEC).

A eletrólise alcalina é reconhecida como a mais madura tecnologia entre os tipos mencionados. O eletrolisador é composto de dois eletrodos submersos em uma solução aquosa eletrolítica, usualmente 20 a 40% de NaOH (hidróxido de sódio) ou KOH (hidróxido de potássio), com um diafragma separando os eletrodos na solução, permitindo a passagem da molécula de água e de íons de hidróxido (Carmo *et al.*, 2013; Zhang *et al.*, 2016a)

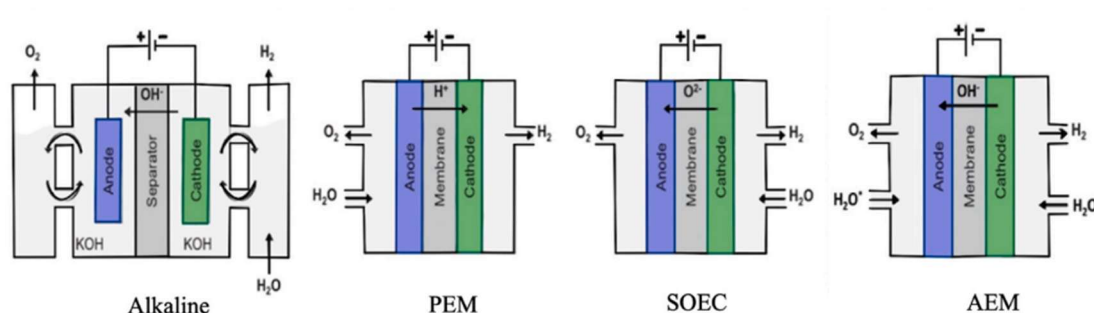
A eletrólise PEM é baseada na tecnologia de membrana de troca de prótons. Diferente da tecnologia alcalina, o eletrólito é sólido, feito de uma fina membrana polimérica à prova de gás e com forte caráter ácido devido à presença de grupos de ácido sulfônico. Em termos de impacto ambiental e sustentabilidade, o eletrolisador PEM é um dos métodos preferidos para conversão de energias renováveis em hidrogênio puro, e apresenta rápida resposta, alta eficiência, design compacto e alta pressão de saída (Chi; Yu, 2018; Shiva Kumar; Himabindu, 2019).

O eletrolisador AEM combina características de células de eletrólise alcalina e células com membrana de troca de prótons (PEM), mas utiliza uma membrana que conduz ânions (OH^-) em vez de prótons. É um método que vem ganhando mais atenção e é considerada uma tecnologia emergente devido às suas potenciais vantagens, como uso de catalisadores sem matérias nobres e de baixo custo, e um processo de montagem da pilha relativamente maduro. Apesar disso, ainda está em um estágio de desenvolvimento na casa dos kW, devido principalmente ao severo decaimento da performance causado pelos principais componentes, e a durabilidade é o maior desafio para tornar esse tipo de eletrolisador viável comercialmente (Liu *et al.*, 2024).

Já o eletrolisador SOEC utiliza um eletrólito cerâmico sólido, que realiza a eletrólise em altas temperaturas, tipicamente entre 500 °C e 800 °C. Uma das vantagens é a possibilidade de operar de forma reversível, funcionando tanto como eletrolisador quanto como célula a combustível para geração de eletricidade (Araújo, 2021).

Tanto os eletrolisadores ALK quanto PEM operam em baixas temperaturas, tipicamente abaixo de 100 °C, enquanto o eletrolisador SOEC opera em temperaturas acima de 500 °C, com a água na forma de vapor. Devido a essa alta temperatura, a vedação entre as câmaras do ânodo e cátodo em eletrolisadores SOEC se torna complicada para operação em longo tempo, aumentando o risco de fracionamento dos eletrólitos cerâmicos (Sapountzi *et al.*, 2017). A figura 5 apresenta a configuração conceitual das quatro principais tecnologias de eletrólise.

Figura 5 - Configuração conceitual das quatro tecnologias de eletrólise



Fonte: Zainal *et al.* (2024).

Cada tipo de eletrólise possui suas vantagens e desvantagens, conforme apresentado na Tabela 2. As maiores vantagens da eletrólise alcalina são o baixo custo, devido a utilização de eletrodos sem materiais nobres e estabilidade a longo prazo. Diferentemente, o eletrolisador PEM deve usar catalisadores com materiais nobres em sua composição, que junto ao alto custo das membranas poliméricas limita a comercialização desse tipo de eletrolisador no curto prazo. A forma sólida dos eletrólitos nos tipos de eletrólise PEM e SOEC permite uma configuração mais compacta e a operação em diferentes pressões é viável. Essa natureza sólida permite que o sistema seja mais dinâmico que os eletrolisadores alcalinos, com resposta mais rápida para aplicações com carga variável. Uma das vantagens da tecnologia SOEC, relacionada a sua alta temperatura de operação, é a possibilidade de produzir gás sintético, a partir de co-eletrólise de misturas de hidrogênio e dióxido de carbono. Esse gás pode ser convertido em metanol ou outros hidrocarbonetos, contribuindo para o armazenamento de energia renovável e redução na emissão de CO_2 . Apesar disso, a degradação e falta de estabilidade resultante da alta temperatura dos eletrolisadores SOEC é um problema que ainda deve ser resolvido para que a tecnologia possa ser comercializada em grande escala (Kim *et al.*, 2015; Tao; Ebbesen; Mogensen, 2014; Zeng; Zhang, 2010).

Tabela 2 - Comparação entre diferentes tipos de eletrolisadores

Especificação	Membrana de troca de prótons	Alcalina	Mémbrana de troca de ânions	Sólido Óxido
Maturidade	Comercial	Comercial	Início Comercial	Início Comercial
Eletrólito	Polímero Sólido	Solução Aquosa 10-40% Hidróxido de Potássio/Hidróxido de Sódio	Polímero sólido	Cerâmica
Fluido de trabalho	Água destilada	Solução concentrada	Água destilada ou solução concentrada	Vapor de água
Temperatura (°C)	70-90	65-100	50-70	650-1000
Pressão de operação (bar)	15-30	2-10	<30	<30
Eficiência (%)	67-84	62-82	-	90
Tempo de inicialização (min)	<15	15	-	>60
Tempo de vida (h)	40000	90000	>10000	40000
Vantagens	Design compacto e simples; Rápido tempo de resposta e inicialização; Alta pureza do hidrogênio;	Estável e consolidado no mercado; Baixo custo; Sem utilização de materiais nobres.	Mistura das vantagens da eletrólise alcalina e troca de prótons; Adequado para flutuações de carga; Componentes baratos.	Alta eficiência; Baixo custo.

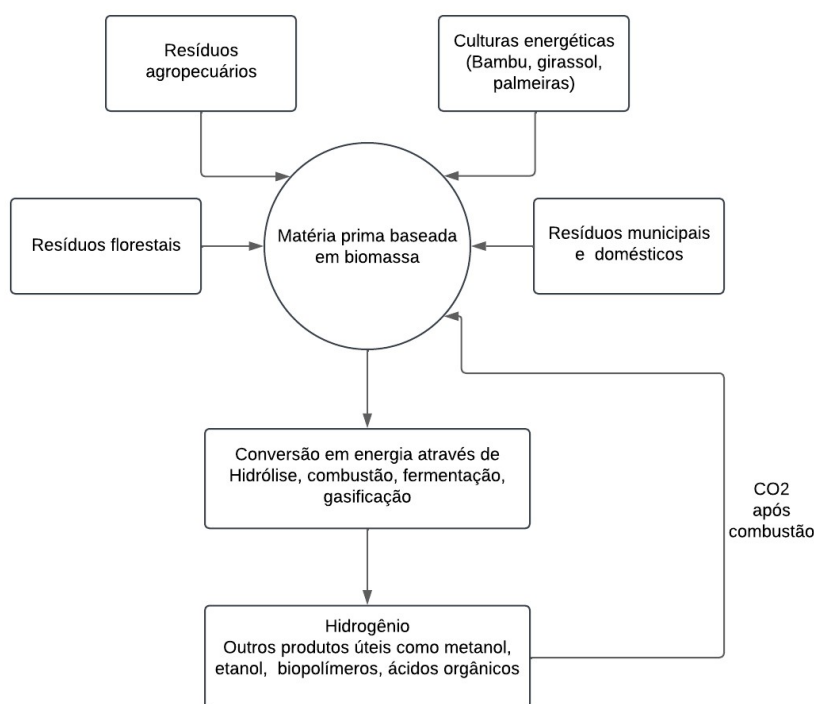
	Adequado para flutuações de carga.			
Desvantagens	Utilização de materiais nobres; Alto custo da membrana; Baixa durabilidade; Ambiente ácido	Eletrólito Corrosivo; Baixa pureza do hidrogênio; Inicialização demorada; Baixa densidade de corrente.	Baixa estabilidade da membrana; Baixa condutividade iônica; Baixo tempo de vida útil.	Eletrólitos instáveis; Problemas de segurança e vedação; Design volumoso; Utilização de materiais frágeis.

Fonte: Adaptado de Nasser *et al.* (2022a).

2.2.2.2. *Processos de biomassa*

A produção de hidrogênio a partir da biomassa ou biogás pode ser feita a partir de diversos processos, por exemplo a partir da reforma a vapor de diferentes alcoóis, como etanol ou metanol, ou via processos biológicos. Os processos biológicos utilizam organismos biológicos modificados para gerar hidrogênio ao invés do oxigênio através da fotossíntese, podendo ser categorizados entre dependentes de luz ou independentes (Pal; Singh; Bhatnagar, 2022).

Figura 6 - Diferentes fontes de biomassa e conversão para hidrogênio ou outros produtos úteis



Fonte: Adaptado de Pal; Singh; Bhatnagar (2022).

O biohidrogênio, denominação para o hidrogênio produzido a partir de processos biológicos, é potencialmente barato, porém a produção industrial em larga escala ainda não foi realizada. Possui diversas vantagens como a necessidade de pouca energia, a potencial utilização de águas residuais de origem industrial como matéria prima de entrada e o uso de reações que ocorrem em temperatura e pressão ambiente. Porém, há problemas que devem ser ultrapassados para que o biohidrogênio se torne competitivo no mercado, entre eles a identificação de microrganismos competentes industrialmente e configurações de bioreatores que permitam a integração de diferentes métodos (Ramprakash *et al.*, 2022; Zhang; Fan; Zang, 2017). Entre os processos biológicos possíveis para produção de hidrogênio, a biofotólise direta ou indireta, foto-fermentação e fermentação escura são processos que possuem grande potencial mundial devido a utilização de algas, microalgas e bactérias. Têm vantagem de produzir grandes rendimentos em baixa temperatura, usualmente entre 25-40 °C, e um baixo custo em comparação a outros métodos de produção (Trchounian, 2015; Trchounian; Trchounian, 2015).

Já a reforma a vapor é um método de comprovada eficiência na produção de gases ricos em hidrogênio. É um processo catalítico provocado pela mistura reacional de vapor de água e hidrocarbonetos, principalmente leves em uma temperatura elevada. Porém, esse processo gera gases de efeito estufa. A reforma a vapor do

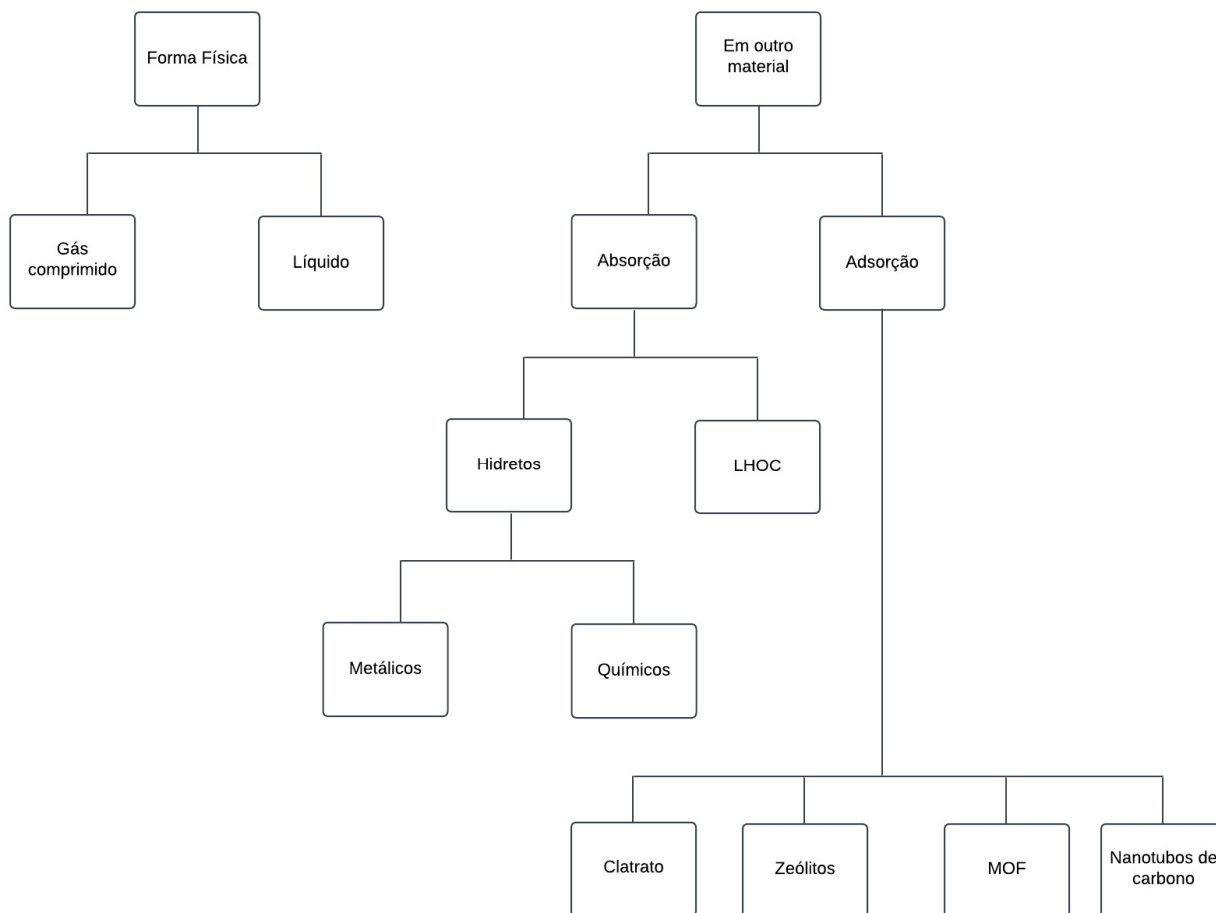
etanol é uma atrativa rota para produção do hidrogênio devido a facilidade de armazenamento, manipulação e transporte de maneira segura, além da possibilidade de alta conversão em temperaturas menores que aquelas necessárias para reforma a vapor de outros combustíveis. O etanol é produzido a partir da fermentação de biomassa, seja ela da cana-de-açúcar, batata, milho e qualquer material rico em amido (Ni; Leung; Leung, 2007; Vicente et al., 2014). No Brasil, é de bastante interesse a produção de hidrogênio a partir da reforma do etanol obtido através da cana-de-açúcar, já que é um combustível renovável e possui infraestrutura estabelecida no país. Além disso, o gás carbônico gerado como subproduto na reação é consumido durante o crescimento da cana-de-açúcar, tornando o hidrogênio limpo (Da Silva et al., 2016; Mezalira, 2012).

2.3. Armazenamento

Atualmente, o armazenamento e transporte do hidrogênio apresentam desafios significativos que precisam ser superados para que o hidrogênio possa ser amplamente utilizado como uma alternativa viável aos combustíveis fósseis. As principais dificuldades do armazenamento do hidrogênio se devem à sua baixa densidade energética, aos vazamentos e perdas que ocorrem devido à alta difusividade do gás, à segurança e, principalmente, ao custo associado às diferentes maneiras de armazenar o hidrogênio. Os futuros usos do hidrogênio determinam a tomada de decisão da fase de armazenamento, transporte ou transformação para outros elementos, já que cada tecnologia tem seus requisitos e desafios particulares.

O armazenamento do hidrogênio é uma tecnologia habilitadora para o desenvolvimento das tecnologias de hidrogênio e células a combustível em aplicações estacionárias e portáteis, além do transporte. O hidrogênio pode ser armazenado e transportado em sua forma física, como gás ou líquido, em sólidos através da adsorção ou absorvido em outro material (Barthelemy; Weber; Barbier, 2017; Usman, 2022).

Figura 7 - Diagrama simplificado do armazenamento de hidrogênio



Fonte: Elaboração própria (2024).

Os únicos tipos de armazenamento do hidrogênio que são utilizados em escala significativa atualmente são em sua forma física, seja gasosa ou líquida. Para o armazenamento do hidrogênio em forma de gás, são necessários dois componentes principais: o recipiente de armazenamento e compressores. Após a compressão, o gás é armazenado em cilindros, containers ou em cavernas situadas abaixo da superfície, com pressões de até 700 bar em cilindros apropriados. O armazenamento do hidrogênio em sua forma gasosa e alta pressão tem como vantagem a simplicidade da tecnologia e rápido enchimento e descarregamento, porém a desvantagem é que a densidade de volume do gás não aumenta proporcionalmente à pressão (Andersson; Grönkvist, 2019; Lordache et al., 2014).

Similarmente ao gás natural liquefeito, o hidrogênio líquido é obtido a partir do processo de liquefação. Um dos maiores problemas na liquefação do H₂ está relacionado ao grande consumo de energia necessário, com quase um terço da energia proveniente do hidrogênio produzido sendo fornecido para suprir a demanda. Além disso, durante o transporte e armazenamento do hidrogênio líquido, pode

ocorrer o processo de *boil-off* devido a diversos fatores, incluindo vazamento de calor e o próprio movimento do líquido dentro do objeto, causando ainda maior redução na eficiência do processo. Para minimizar a perda de energia durante o armazenamento, tecnologias de isolamento térmico são cruciais. Em geral, antes de ser utilizado, o hidrogênio líquido deve ser regaseificado (Klell, 2010; Sherif, 1997; Yang e Ogden, 2007). As vantagens do armazenamento e transporte do hidrogênio em sua forma líquida se deve à alta pureza obtida, sendo apropriada para sistemas que necessitam do hidrogênio mais puro, como por exemplo em células a combustível para geração de energia e em veículos (Wijayanta et al., 2019). A baixa densidade do hidrogênio leva a maiores volumes de armazenamento, e logo, maiores investimentos. Porém, menor pressão de armazenamento demanda menos trabalho para o conversor, resultando em menores custos operacionais (Hua; Ahluwalia, 2011; Witkowski et al., 2017). Esse tipo de armazenamento é utilizado em mais de 80% das estações de reabastecimento de hidrogênio no mundo (Zheng et al., 2012). Por exemplo, no setor de transportes, é preferível armazenar o hidrogênio em containers mais leves e seguros, com alta densidade. Já para aplicações estacionárias, alta densidade volumétrica é mais adequada, já que o peso não é um fator determinante que afeta a eficiência do sistema (Zhang et al., 2016b).

O método de armazenamento do hidrogênio em estado sólido consiste em um sistema onde átomos ou moléculas de hidrogênio se combinam com outras substâncias. Esse método é extremamente promissor, já que permite o armazenamento de grandes quantidades de hidrogênio em um pequeno volume, sendo esta a maior vantagem em relação aos outros tipos de armazenamento (Tarhan; Çil, 2021). Existem duas possibilidades de armazenamento do hidrogênio através deste método, seja por absorção, onde as moléculas de hidrogênio são dissociadas em átomos de hidrogênio e então integradas a outros materiais, ou por adsorção, quando as moléculas são conectadas à superfície de materiais.

Quando o hidrogênio reage a elementos não-metals, como carbono, nitrogênio, oxigênio e boro, são formados hidretos químicos, como amônia e metanol. O armazenamento do hidrogênio em forma de amônia apresenta várias vantagens em comparação com outros métodos. A amônia é produzida a partir do hidrogênio e nitrogênio via processo Haber-Bosch, já aplicado em grande escala em indústrias (Aziz et al., 2017). Possui uma alta densidade gravimétrica, conteúdo volumétrico de H₂ maior que o H₂ líquido, uma temperatura de ignição relativamente alta, levando a maior segurança durante armazenamento, e fácil detecção em caso de vazamento (Chiuta et al., 2013). Apesar disso, a amônia é tóxica e corrosiva, demandando cuidado e alta qualidade em armazenamento e transporte. Outra vantagem da amônia em relação a outros métodos é o fato de o composto já ser uma commodity internacionalmente comercializada, com infraestrutura para produção, armazenamento, transporte e uso estabelecidos mundialmente. Além disso, após o transporte da amônia, há a possibilidade de utilizar diretamente esse insumo como

combustível ou como matéria-prima para outros processos, ou converter a amônia em hidrogênio, após decomposição e purificação. Atualmente, o processo de decomposição é uma tarefa desafiadora, especialmente em termos de eficiência energética total na utilização da amônia, já que consome uma grande quantidade de energia (Aziz; Wijayanta; Nandiyanto, 2020).

Outro composto orgânico que utilizado para armazenamento e transporte de hidrogênio é o metanol. Ao contrário da amônia, o composto químico é líquido em temperatura ambiente, o que facilita o armazenamento e manuseio, além de exigir menor energia no processo de desidrogenação (Aziz, 2021; Hakandai; Sidik Pramono; Aziz, 2022). Atualmente, a indústria de síntese e armazenamento e a infraestrutura de transporte do metanol é bem estabelecida, com o insumo sendo largamente utilizado como combustível e como matéria prima para indústria química. Porém, o metanol é tóxico, principalmente à saúde humana e tem capacidade de desencadear processos de corrosão em ligas metálicas (Kavet; Nauss, 1990).

No caso em que o hidrogênio reage com metais, como Lítio, Sódio, Magnésio, Titânio, ligas ou compostos intermetálicos são formados hidretos metálicos. Em geral, os hidretos oferecem configuração e operação simples, sem partes móveis, compacidade, segurança e confiabilidade, porém ainda há diversos desafios para consolidação dessa tecnologia, entre eles a diminuição do custo, peso e temperatura operacional, melhorar a cinética carga-descarga e o controle de formação de gases indesejados durante a dessorção. Esse tipo de armazenamento ainda está em estágio inicial de desenvolvimento e não está pronto para comercialização (Jain; Lal; Jain, 2010; Lototsky *et al.*, 2014; Moradi; Groth, 2019). A tabela 3 faz a comparação entre os métodos de armazenamento do hidrogênio.

Tabela 3 - Comparação das características de CH₂, LH₂, Metanol e Amônia Líquida

Propriedades	CH₂	LH₂	Metanol	Amônia líquida
Método	Compressão	Liquefação	Ambiente	Liquefação
Temperatura (°C)	25	-252,9	25	25
Pressão (Mpa)	69	0,1	0,1	0,99
Densidade (kg/m³)	39	70,8	792	600

Limite explosivo no ar (%vol)	4-75	4-75	6,7-36	15-28
Densidade gravimétrica de energia (MJ/kg)	120	120	20,1	18,6
Densidade volumétrica de energia (MJ/L)	4,5	8,49	15,8	12,7
Conteúdo gravimétrico de H₂ (wt%)	100	100	12,5	17,8
Conteúdo volumétrico de H₂ (kg-H₂/m³)	42,2	70,8	99	121
Liberação do H₂	Sob pressão	Evaporação	Decomposição catalítica T>200 °C	Decomposição catalítica T>400 °C
Energia para extrair (kJ/mol-H₂)	-	0,907	16,3	30,6

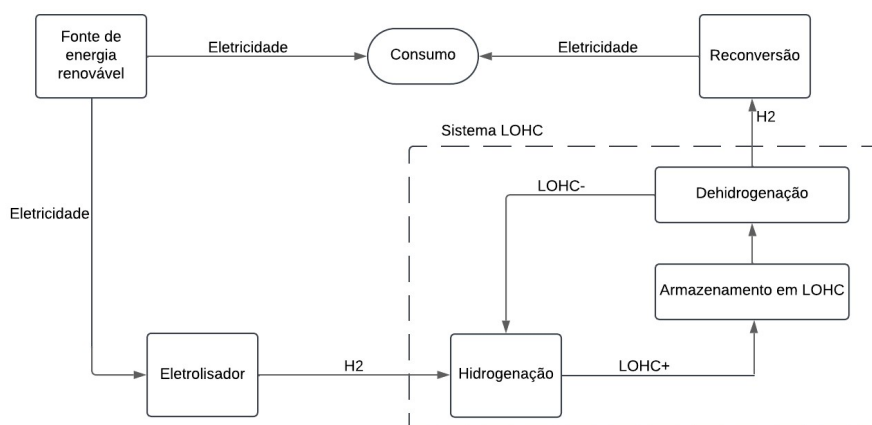
Fonte: Adaptado de Aziz; Wijayanta; Nandiyanto (2020).

Além dos métodos de armazenamento citados, existem outras possibilidades, que ainda estão em fase de desenvolvimento, como é o caso dos carregadores de hidrogênio orgânico líquido (LOHC), sistemas de armazenamento em clatratos, zeólitos, estrutura metalorgânica (MOF) ou nanotubos de carbono.

Os carregadores de hidrogênio orgânico líquido são compostos químicos que têm a capacidade de armazenar e liberar hidrogênio de maneira eficiente e reversível. Esses compostos têm sido explorados como uma abordagem promissora para superar alguns dos desafios associados ao armazenamento, transporte e utilização segura do hidrogênio. O sistema LOHC consiste em um par de um composto orgânico pobre em hidrogênio (LOHC-) e outro composto rico em hidrogênio (LOHC+). Para armazenamento do gás hidrogênio produzido, o LOHC- é transformado em LOHC+

através de hidrogenação, onde o hidrogênio é ligado através de uma ligação covalente ao carregador orgânico líquido. Para liberação, o LOHC+ é transformado em LOHC- em uma reação catalítica de desidrogenação (Modisha *et al.*, 2019). Esse tipo de armazenamento possui diversas vantagens, como baixo custo, alto grau de segurança, alta densidade de armazenamento do hidrogênio, fácil manuseio e excelente reversibilidade. Outro ponto importante do sistema LOHC é o armazenamento do hidrogênio sem emitir ou consumir outras substâncias para a atmosfera (Preuster; Papp; Wasserscheid, 2017). Além disso, a viabilidade comercial e compatibilidade com infraestruturas de gasolina, fazem com que os carregadores de hidrogênio sejam promissores para *onboard applications* e transporte de longa distância em larga escala (Teichmann *et al.*, 2012). Os carregadores orgânicos mais estudados incluem os pares benzeno e cicloexano, tolueno e metilcicloexano e naftalina e decalina. Comparado aos outros, o par Tolueno-Metilcicloexano possui uma maior faixa de temperatura em sua fase líquida, levando a maior estabilidade e conveniente armazenamento e transporte. Porém, assim como os hidretos metálicos, os LOHCs ainda necessitam superar diversos desafios, que incluem diminuição do consumo de energia e desenvolvimento de catalisadores mais eficientes para os processos de hidrogenação e desidrogenação, além de melhoria na estabilidade dos materiais e desenvolvimento de compostos com menor toxicidade e maior biodegradabilidade (Rao; Yoon, 2020). O conceito do armazenamento através de LOHC é apresentado na figura 8.

Figura 8 - Conceito do armazenamento de hidrogênio através de LOHC



Fonte: Adaptado de Eypasch *et al.* (2017).

O armazenamento do hidrogênio em clatratos, zeólitos, estrutura metalorgânica (MOF) ou nanotubos de carbono envolve a adsorção física das moléculas de hidrogênio nas cavidades porosas das estruturas. Embora haja semelhanças entre esses métodos, também existem diferenças significativas em termos de mecanismos de adsorção, propriedades dos materiais e desempenho. Os clatratos são estruturas cristalinas, fisicamente semelhantes ao gelo, formadas por

água e moléculas de gás, como o hidrogênio. No caso do armazenamento de hidrogênio em clatratos, as moléculas de hidrogênio são aprisionadas nas cavidades da rede cristalina de água, formando uma estrutura estável. Apesar de as simulações preverem baixa capacidade de armazenamento de hidrogênio, os benefícios adicionais dos clatratos como o baixo custo de produção e operação, reação totalmente reversível, processo ambientalmente benigno e baixo risco de inflamabilidade tornam o material um dos mais promissores a ser estudados na próxima década (Gupta *et al.*, 2021). A pesquisa está em andamento para entender melhor como controlar a formação e a estabilidade de clatratos em condições mais práticas para aplicações de armazenamento de hidrogênio (Veluswamy; Kumar; Linga, 2014).

Os zeólitos são materiais microporosos que têm uma estrutura tridimensional de poros regulares e tamanhos específicos, o que lhes permite adsorver moléculas de gases, incluindo o hidrogênio. Têm como vantagem a segurança, pois não envolve reações químicas complexas ou altas pressões, estabilidade e alto potencial de densidade energética. Porém, a quantidade de hidrogênio que pode ser armazenada é pequena quando comparada a outras tecnologias, além de possuir uma cinética lenta, limitando a taxa de liberação de hidrogênio quando necessário (Dong *et al.*, 2007).

As estruturas metalorgânicas são uma extensa classe de materiais cristalinos criados a partir de íons ou aglomerados de metal acoplados a um ligante orgânico, criando uma rede de poros e canais. São extremamente atrativos para armazenamento de hidrogênio devido a enorme diversidade estrutural, baixo peso, alta superfície de contato, grandes volumes livres e tamanhos de poros e funcionalidades ajustáveis (Hirscher; Panella, 2007; Langmi *et al.*, 2014). Porém, a baixa capacidade de resistência à umidade, limitada estabilidade térmica, dificuldade de implementação prática em escala industrial e alto custo tornam este método de armazenamento ainda inviável atualmente (Chen *et al.*, 2022).

Por fim, os nanotubos de carbono são estruturas cilíndricas feitas de átomos de carbono arranjados em uma rede hexagonal. Materiais nanoestruturados são de grande interesse devido a características de adsorção na superfície, baixo tempo de adsorção e desadsorção, armazenamento em estado sólido, altas densidades gravimétrica e volumétrica e existência de superfície de separação entre dois cristais. Porém, assim como as estruturas metalorgânicas, a produção em massa de nanotubos de carbono consistentes e de alta qualidade, alto custo de produção, dificuldade em controlar as propriedades específicas dos nanotubos, como diâmetro e comprimento, e desempenho cinético e termodinâmico altamente sensíveis a temperatura de operação, são obstáculos que devem ser superados para que os nanotubos de carbono desempenhem um papel importante no armazenamento de hidrogênio (Singh; Altaee; Gautam, 2020).

Muitas das desvantagens desses materiais estão sendo abordadas através do desenvolvimento de novos materiais, técnicas de síntese avançadas e melhor compreensão de suas propriedades, o que pode contribuir para soluções inovadoras em diversas áreas além do armazenamento do hidrogênio.

2.4. Transporte e Distribuição

O transporte do hidrogênio, assim como o armazenamento, é um passo crucial que deve ser abordado para implementação do hidrogênio em várias aplicações industriais e requer conhecimento das suas propriedades, para evitar explosões e acidentes decorrentes de vazamento. Os métodos mais comuns de transporte do hidrogênio são em: cilindros ou tanques de gás comprimido, tanques de líquido criogênico, gasodutos ou mistura na rede de gás natural (Faye; Szpunar; Eduok, 2022).

O hidrogênio em estado gasoso é adequado em pequenas ou médias quantidades, em cilindros ou tubos em pressões de 200 a 500 bar, através de containers em caminhões, trens ou navios. Contudo, sua baixa densidade de energia volumétrica, que leva a grandes volumes, dificulta o transporte em longas distâncias e em grandes quantidades. A principal vantagem desse transporte é manter a alta pureza do hidrogênio, já que não há conversão do hidrogênio em subprodutos. Tipicamente, o transporte de hidrogênio comprimido é inviável em navios, e a amônia se torna uma opção muito atrativa (Noh; Kang; Seo, 2023).

O transporte do hidrogênio em tanques criogênicos é interessante para transporte a longa distância em navios. Nesse método, o hidrogênio é liquefeito em temperaturas abaixo de $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$, o que aumenta sua densidade, aumentando o volume de hidrogênio a ser transportado. Porém, os diferentes processos de liquefação e pressurização, além da necessidade de manter a temperatura e pressão durante o armazenamento consomem muita energia. Outra desvantagem é a necessidade de utilização de materiais e sistemas de isolamento caros para armazenamento em tanques (Barthelemy; Weber; Barbier, 2017; Jensen *et al.*, 2007).

Outra possibilidade de transporte de hidrogênio é por meio de gasodutos. Atualmente, os gasodutos e oleodutos são amplamente utilizados para transporte de gás natural, petróleo e produtos refinados. É uma opção mais segura e confiável que outros métodos de transporte de hidrogênio, pois a maior parte dos gasodutos são construídos abaixo do solo. Além disso, mesmo com capital de investimento inicial sendo muito alto para construção dos gasodutos, os subseqüentes custos de manutenção e operação são baixos. Porém, os componentes de um gasoduto para transporte de hidrogênio devem ser configurados para prevenir vazamentos, de forma a eliminar diversos riscos de segurança. Ainda há a possibilidade de utilização de infraestrutura existente de gás natural, porém devem ser realizados estudos que

comprovem a integridade mecânica dos equipamentos, já que o carácter explosivo do hidrogênio pode levar a severos acidentes em caso de vazamento ou falha do gasoduto (Laureys *et al.*, 2022).

Para contornar o problema de dificuldade de transporte do hidrogênio por gasodutos em longa distância, a mistura do hidrogênio ao gás natural pode ser uma estratégia promissora para a incorporação do hidrogênio. É uma abordagem de curto prazo para aumentar a quantidade de hidrogênio no sistema de energia utilizando infraestrutura existente, até que a demanda para infraestrutura dedicada de transporte de hidrogênio seja suficiente (Noussan *et al.*, 2020). No uso final, o consumidor pode utilizar a mistura diretamente em seus processos ou realizar processos de purificação e separação, utilizando o hidrogênio puro em seguida. Apesar disso, existem obstáculos técnicos para uma maior inserção do hidrogênio em redes de gás natural, entre impactos nos materiais, como fragilização, e impactos operacionais nos compressores, reguladores, taxas de fluxo do gasoduto, armazenamento abaixo da superfície e outros componentes. No geral, a maioria dos países ainda não possui arcabouço regulatório específico para o hidrogênio, onde os operadores das redes de gás de cada país indicam o limite de volume de hidrogênio permitido. Uma mistura de até 20% de hidrogênio é tecnicamente possível, mas a viabilidade de diferentes níveis de mistura depende de fatores como a origem do gás natural, além de incertezas quanto à sensibilidade dos materiais, em particular no sentido de diminuição do tempo de vida quando o hidrogênio está presente (Hanto *et al.*, 2024).

Atualmente, a distribuição do hidrogênio comprimido em *tube trailers* se torna uma opção menos econômica conforme aumento da demanda e da distância, já que mais tempo e combustível vão ser gastos no trajeto. Apesar disso, é uma solução que pode habilitar a transição para uma economia de baixo carbono, já que ainda é uma solução mais atrativa financeiramente que a liquefação do hidrogênio ou construção de gasodutos.

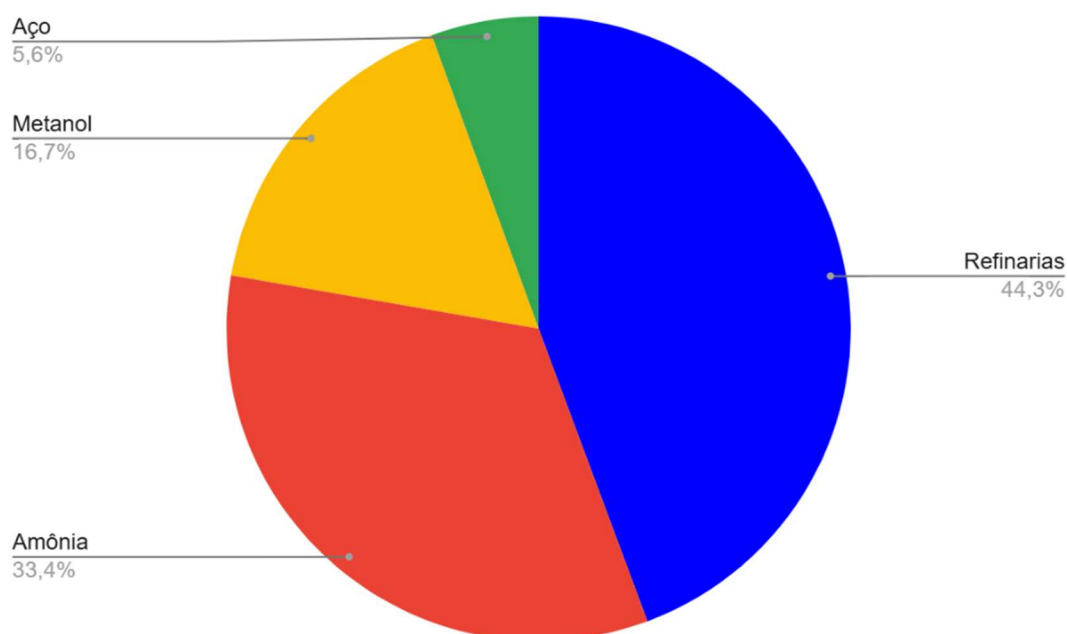
Por fim, vale ressaltar que existem diversos estudos comparando diferentes opções de conversão do hidrogênio e transporte. Porém, esses estudos utilizam variadas metodologias e premissas, sendo difícil apresentar conclusões quanto a melhor opção de transporte (Ishimoto *et al.*, 2020; Lee *et al.*, 2022; Reuß *et al.*, 2019).

2.5. Consumo

O hidrogênio, atualmente, tem como principais consumidores as refinarias e indústria química, que utilizam o gás em processos de remoção de impurezas, especialmente enxofre, e como matéria-prima para síntese de amônia e metanol, respectivamente. O setor de produção de aço também é um importante consumidor do hidrogênio, conforme apresentado na Figura 9.

A demanda de hidrogênio alcançou a marca de 97 milhões de toneladas em 2024 (IEA, 2024b). É importante ressaltar que o hidrogênio utilizado atualmente é quase em sua totalidade proveniente de combustíveis fósseis, o que resulta em grandes emissões de CO₂. Apenas o setor de refinarias isoladamente foi responsável por 200 Mt CO₂ emitidos em 2021.

Figura 9 - Demanda de hidrogênio em 2024



Fonte: Elaboração própria (2025).

2.5.1. Refinarias

Espera-se que a alta demanda por hidrogênio nas refinarias aumente conforme as normas de conteúdo de enxofre nos produtos petrolíferos se tornem mais rígidas. Atualmente, o hidrogênio utilizado nas refinarias é em sua maior parte proveniente de subprodutos da própria refinaria, obtido após reforma catalítica da naftalina ou craqueamento a vapor, ou de produção dedicada do gás no local de consumo. Logo, a adequação das instalações das refinarias para capturar e armazenar o carbono, utilizando agora um hidrogênio proveniente de carvão ou gás natural com processo de CCUS, nos processos de hidrotratamento e hidrocraqueamento, contribuiria com a redução das emissões de CO₂ pelo setor. Também é possível utilizar o hidrogênio proveniente da eletrólise de fontes renováveis, porém como os custos incrementais para produção do hidrogênio de baixo carbono se limitam às instalações CCUS, a opção renovável não é competitiva financeiramente nos dias de hoje. Porém, considerando um cenário compatível com os objetivos do Acordo de Paris, espera-se uma queda na demanda de hidrogênio neste setor após o final da década, conforme

diminuição da demanda por combustíveis de transporte, devido à combinação de melhorias em eficiência e eletrificação (IEA, 2024b).

2.5.2. Setor Químico

Responsável por quase metade da demanda de hidrogênio no ano de 2022, o setor químico utiliza o gás principalmente na produção de amônia e metanol. Atualmente, a principal utilização da amônia é para produção de fertilizantes nitrogenados, como uréia e nitrato de amônia, enquanto o metanol é destinado a produção de formaldeídos, metil metacrilato e diversos solventes. Considerando apenas as aplicações existentes, a demanda de hidrogênio para amônia e metanol é esperada que aumente de 44 Mt/ano para 57 Mt/ano em 2030, com expectativa de aumentar consideravelmente caso esses produtos químicos se tornem um vetor de transporte, distribuição e armazenamento de hidrogênio estabelecidos no mercado. Como já citado anteriormente, a amônia e o metanol já possuem infraestrutura internacional estabelecida, facilitando a sua utilização no mercado. Porém, a alta demanda de energia para desidrogenação dos compostos pode ser um entrave para estabelecimento dos compostos como vetores de energia eficientes. As principais alternativas para redução nas emissões são utilizar hidrogênio com CCUS, hidrogênio a partir da eletrólise de fontes renováveis ou matéria-prima de biomassa. Considerando preços de eletricidade baixos, a eletrólise se torna a melhor opção para produção de amônia e metanol de baixo carbono, porém o gás natural com CCUS é mais competitivo quando maiores preços de eletricidade são encontrados (IEA, 2024b).

2.5.3. Produção de Aço

Responsável por cerca de 10% da demanda mundial de hidrogênio, o setor de produção de aço utiliza o insumo em processos para transformação do minério de ferro em aço. Assim como os setores de refinaria e químico, mais de três quartos do hidrogênio utilizado é proveniente da reforma do gás natural ou gaseificação do carvão, alcançando uma demanda próxima a 4 MtH₂/ano. Diferentemente do setor químico, os projetos para redução da emissão de CO₂ no setor de aço ainda estão em estágios iniciais de desenvolvimento, com expectativa de disponibilidade comercial apenas no final da década. Logo, são necessários investimentos em pesquisa e desenvolvimento, e financiamento a baixo custo para aumentar as escalas dos projetos de demonstração.

Existem duas principais rotas de produção: “Blast furnace-basic oxygen furnace” (BF-BOF) ou “Direct reduction of iron-electric arc furnace” (DRI-EAF). A primeira rota corresponde a 90% da produção de aço mundialmente, e produz hidrogênio como subproduto do uso do carvão, que pode ser revendido posteriormente. Já a rota DRI-EAF, responsável por 7% da produção mundial de aço,

utiliza hidrogênio e monóxido de carbono como agentes redutores no processo. No ano de 2030, é esperada que a rota DRI-EAF forneça 14% da produção mundial de aço, o que duplicaria a demanda de hidrogênio para 8 MtH₂/ano. Porém, é importante ressaltar que a rota BF-BOF representa 90% da capacidade primária existente, com instalações construídas nos últimos 10-20 anos, o que torna difícil novas rotas alternativas competirem sem intervenção política.

Além dos setores mencionados anteriormente, onde a substituição do hidrogênio já existente nos processos produtivos por sua forma sustentável trará enormes diminuições nas emissões dos gases de efeito estufa, outros setores da economia mundial podem se beneficiar do hidrogênio para abatimento das suas respectivas emissões. Entre esses setores, se destacam o setor de transporte e de aquecimento (IEA, 2024b).

2.5.4. Transporte

O setor de transportes é responsável por aproximadamente 24% das emissões globais de CO₂, sendo um dos maiores consumidores de energia mundial, com em torno de 29% da energia gerada sendo direcionada para utilização neste setor (Solaymani, 2019). Atualmente, o setor é totalmente dependente de combustíveis fósseis, sendo necessárias profundas alterações para mitigação das mudanças climáticas e promoção de um ambiente mais saudável. O setor é composto por várias divisões ou modos de transporte, cada um com características distintas e desafios específicos, resultando em diferentes alternativas para redução das emissões.

2.5.4.1. *Transporte rodoviário*

O transporte rodoviário utiliza veículos terrestres para mover mercadorias, matérias-primas ou pessoas de um local para outro. Entre os diferentes setores de transporte, é o maior responsável por emissões de gases de efeito estufa, totalizando 17 dos 24% das emissões globais de CO₂. A principal forma de descarbonizar esse setor se passa pela utilização de veículos movidos a bateria (BEV) e movidos a célula a combustível (FCEV). Os FCEV têm diversas vantagens quando comparado a outras tecnologias veiculares limpas. Entre as vantagens, se destacam a intensidade energética do hidrogênio e a resistência dos veículos movidos a célula a combustível para baixas temperaturas, sendo mais recomendados que veículos movidos a bateria em regiões com invernos rigorosos (Li; Taghizadeh-Hesary, 2022). Além disso, em comparação com veículos elétricos, os FCEV apresentam significativos benefícios, como a alta autonomia, em torno de 500 km, e o rápido reabastecimento, entre 3 e 5 minutos (Ajanovic; Haas, 2018).

Conforme o aumento do peso do veículo elétrico, maiores e mais pesadas são as baterias requeridas para garantir o desempenho e eficiência do veículo, que

causam uma redução no volume disponível para carga e aumentam custos e consumo de energia (Bethoux, 2020). Logo, para veículos comerciais pesados, a tecnologia de células a combustível se torna mais vantajosa, enquanto para veículos de passageiros e comerciais leves os BEVs são mais adequados. Nos últimos anos, os veículos elétricos ganharam espaço no mercado, representando 10% das vendas globais de veículos em 2022, incluindo modelos a bateria e híbridos (IEA, 2023a).

Atualmente, o maior impeditivo para uma maior inserção dos FCEVs no setor de transportes são os altos custos de investimentos, onde o sistema de célula a combustível é responsável por quase 50% desses custos. Além disso, a baixa eficiência do FCEV (46%) e as perdas decorrentes do eletrolisador (30%) levam a um maior consumo de eletricidade. Logo, a redução dos custos e aumento da eficiência desses sistemas através da aprendizagem tecnológica é essencial para garantir a competitividade do uso do hidrogênio no transporte rodoviário em breve (Rinaldi *et al.*, 2023).

Os BEVs e FCEVs possuem diversas vantagens quando comparados a motores a combustão de combustíveis fósseis, principalmente pela maior eficiência energética, já que o motor elétrico tem menores perdas por calor, e pela reversibilidade associada a eficiência carga-descarga das baterias de íon-lítio, que permitem recuperação de energia através da frenagem (Camacho; Jurburg; Tanco, 2022). Porém, uma grande preocupação que se torna evidente conforme os veículos movidos a bateria aumentam é a capacidade da rede de garantir o carregamento seguro da frota veicular, ao mesmo tempo em que mantém a rede elétrica confiável e resiliente. Esse cenário traz diversas incertezas, já que o número de carregadores necessários para o sistema é desconhecido e dependente do nível de centralização, capacidade disponível da rede e operação individual dos veículos (Haugen *et al.*, 2022). Em países com alta penetração de energias renováveis, como no caso do Brasil, onde já são evidentes os congestionamentos nas linhas de transmissão, o aumento expressivo da demanda dos consumidores devido a instalação de carregadores pode trazer problemas referentes à estabilidade do sistema elétrico.

2.5.4.2. *Transporte ferroviário*

O transporte ferroviário utiliza de locomotivas e comboios para transportar pessoas ou mercadorias de um lugar para o outro na terra. É o método mais eficiente para transporte terrestre de pessoas e cargas quando consideradas distâncias intermediárias, e auxilia na diminuição do trânsito de carros e poluição (Haseli; Naterer; Dincer, 2008). Existem diversas maneiras de alcançar baixa emissão de poluentes na operação do sistema ferroviário, que incluem a eletrificação dos trens, com utilização de catenárias, utilização de baterias elétricas ou células a combustível de hidrogênio, em sua forma gasosa ou líquida, onde a escolha da melhor alternativa depende de múltiplos fatores, sejam econômicos, ambientais ou mesmo aceitação

pública. Além disso, diferentes tecnologias podem se adequar melhor para as diferentes aplicações do transporte ferroviário, desde transporte de mercadorias a longa distância ou transporte regional de passageiros.

Quando comparadas as tecnologias de hidrogênio e o sistema de eletrificação ferroviária, o hidrogênio leva vantagem, já que a eletrificação necessita de terras adicionais para construção de catenárias e subestações, impactando no custo total de um projeto de expansão ferroviária (Marin; Naterer; Gabriel, 2010). Em aplicações onde um maior tempo de reabastecimento, seja da bateria ou dos tanques de hidrogênio, se traduz em maiores custos ou atraso no serviço, as células a combustível são mais adequadas. Isso se deve ao alto tempo de recarga das baterias, enquanto o hidrogênio pode ser reabastecido em questão de minutos através de estações com alta pressão. Devido à necessidade de infraestrutura de reabastecimento, as locomotivas alimentadas por células a combustível são mais atrativas inicialmente em aplicações com baixas distâncias, como por exemplo um trem de passageiros com rota definida ou locomotivas manobreadas em pátios de trens (Federal Railroad Administration, 2021).

Apesar da tecnologia de armazenamento de hidrogênio on-board garantir uma autonomia similar à de locomotivas movidas a diesel (Jones *et al.*, 1985), as células a combustível dos trens devem ser remodeladas aproximadamente a cada 5000 horas de operação, enquanto um motor de combustão a diesel necessita de revisão apenas de 15000-25000 horas (Marcinkoski; Kopasz; Benjamin, 2008), evidenciando a necessidade de avanços tecnológicos na tecnologia para alcançar o nível de maturidade das locomotivas a diesel.

2.5.4.3. *Transporte marítimo*

O setor marítimo é composto por uma vasta gama de atividades, incluindo o transporte de passageiros e carga, a pesca, a exploração de recursos marinhos e o turismo, desempenhando um papel fundamental na economia global. A maior parte do comércio internacional é realizada por meio do transporte marítimo e muitos setores da economia são dependentes do transporte eficiente de mercadorias e matérias-primas por via marítima, com 80%-90% dos produtos transportados no mundo sendo transportados via transporte marítimo (Baldi; Larsen; Gabrielli, 2015). Devido à enorme utilização de combustíveis fósseis, o setor é responsável por aproximadamente 2,2% das emissões globais de CO₂ (Atilhan *et al.*, 2021). Assim como nos outros segmentos de transporte, a grande maioria dos combustíveis utilizados são de origem fóssil, como o Óleo Combustível Pesado (HFO), Óleo Diesel Marítimo (MDO) e *Bunker Oil* de Baixo Teor de Enxofre (LSFO).

Como forma de reduzir essas emissões, a International Maritime Organization (IMO) tem como meta uma redução de 50% nas emissões de gases de efeito estufa

até 2050 (comparado ao nível de 2008), além de regulamentações ambientais mais rigorosas, que incluem regulamentação de emissões de óxidos de enxofre e de óxidos de nitrogênio, além de normas de eficiência energética para novas embarcações e sistemas de relatório de consumo de combustível, para monitorar as emissões de CO₂ em navios de grande porte (McKinlay; Turnock; Hudson, 2021). Essas mudanças evidenciam um novo panorama para os combustíveis no transporte marítimo, com incentivos para adoção de combustíveis mais limpos, como o gás natural liquefeito (GNL), biocombustíveis, a eletrificação, hidrogênio, amônia e metanol.

O GNL, quando comparado aos combustíveis marítimos atuais, representa em torno de 50% a menos de emissões, porém, ainda é um emissor de gases de efeito estufa, principalmente de CO₂. É esperado que o GNL constitua em torno de 80% dos combustíveis marítimos no mercado no ano de 2050 (Bengtsson; Andersson; Fridell, 2011). Além disso, o GNL pode ser uma ponte entre a atual economia baseada em combustíveis fósseis e a futura economia dependente de hidrogênio (Al-Enazi *et al.*, 2021).

Já a eletrificação está se tornando uma opção cada vez mais viável para embarcações menores e com rotas de curtas distâncias, porém para embarcações de longa distância, como navios de carga de grande porte, a necessidade de grandes quantidades de energia armazenada e a limitação da densidade de energia das baterias atuais trazem enormes desafios a tecnologia (Tarkowski, 2021).

A amônia e o metanol têm a possibilidade de utilização em motores de combustão ou células a combustíveis específicas. No caso da combustão, são emitidos gases de efeito estufa, principalmente óxidos de nitrogênio, que são grandes responsáveis por danos na camada de ozônio, chuvas ácidas e possivelmente afetar a saúde humana (Crutzen, 1970). A utilização de equipamentos pós-combustão como conversores catalíticos pode reduzir a emissão desses gases, porém aumenta o custo e o tamanho do sistema (Hussein; Valera-Medina; Alsaegh, 2019). Logo, a utilização dessas substâncias em células a combustível é uma alternativa limpa e eficiente para propulsão de navios. Essa utilização direta proporciona diversos benefícios, eliminando a necessidade de armazenamento de hidrogênio on-board e retira o processo de decomposição da amônia em hidrogênio, aumentando assim a eficiência global do processo e proporcionando redução em custos de operação e implantação (Cheddie, 2012). As células a combustível de amônia ainda apresentam diversos desafios, como a densidade de energia e estabilidade das células a baixa temperatura, que devem ser solucionados para que seja possível a utilização em aplicações comerciais (Jeerh; Zhang; Tao, 2021). Já no caso do metanol, existem propriedades únicas do composto que aumentam sua viabilidade, sendo o método mais eficiente para fornecer propulsão (Mekhilef; Saidur; Safari, 2012). Como há carbono em sua composição química, é emitido CO₂ na utilização do metanol

diretamente na célula a combustível, porém o armazenamento e captura se tornam mais simples (Joghee *et al.*, 2015).

Além da utilização direta da amônia e metanol nas células a combustível, os compostos podem ser importantes vetores de armazenamento do hidrogênio, devido ao relativo simples armazenamento e grande quantidade de hidrogênio presente em sua composição. O hidrogênio é utilizado em motores a combustão ou em células a combustível para propulsão das embarcações. Há também a possibilidade de mistura do hidrogênio com outros combustíveis, como gás natural ou diesel, sendo uma opção viável em uma transição gradual para hidrogênio, com diminuições nas emissões sem alterar o motor de combustão existente.

Devido às diversas aplicações e gigantesca área de atuação, o setor de transporte marítimo engloba uma ampla variedade de embarcações projetadas para atender a diversas finalidades e necessidades. Cada tipo de embarcação tem características e especificações únicas, e a transição energética nesse setor envolverá a adoção de diferentes combustíveis e tecnologias, dependendo da disponibilidade de recursos, distância da rota, a infraestrutura de abastecimento e os custos operacionais.

2.5.4.4. *Transporte aéreo*

A aviação é um setor importantíssimo na economia global, que serviu como catalisador para a globalização e interconectividade mundial devido principalmente à rapidez de transporte, o que permitiu conectar pessoas e bens pelo mundo em horas. Porém, também é um grande contribuidor do aquecimento global e da emissão de gases de efeito estufa, responsável por 2% das emissões globais de CO₂, com um aumento relativo maior que o transporte rodoviário, ferroviário ou marítimo nas últimas décadas (Yusaf *et al.*, 2024). Uma característica do setor de aviação é a necessidade de utilização de combustíveis com alta densidade de energia, tornando o setor dependente de hidrocarbonetos líquidos (Kandaramath Hari; Yaakob; Binitha, 2015). As aeronaves que utilizam combustíveis fósseis como propulsão não apenas emitem CO₂, como também lançam óxidos de nitrogênio, vapor de água e fuligem em altas altitudes, substâncias que podem causar danos à camada de ozônio, sendo tão prejudiciais quanto o dióxido de carbono para o clima mundial (Graver; Rutherford; Zheng, 2020). Logo, para descarbonização do setor, a indústria necessita de novas tecnologias de propulsão de baixo carbono ou novos combustíveis. Entre as principais opções se encontram os Sustainable Aviation Fuels, conhecido como SAF, produzidos a partir de biomassa, resíduos ou gás de síntese, predominantemente hidrogênio e monóxido de carbono, ou desenvolvimento de novas tecnologias que incluem baterias ou hidrogênio em motores a combustão e células a combustível para propulsão de motores elétricos (IATA, 2023). Esses combustíveis alternativos devem

possuir características específicas como baixo ponto de congelamento e estabilidade térmica.

Os SAFs podem ser produzidos a partir de rotas termoquímicas ou bioquímicas, que envolvem matérias primas como óleos não comestíveis, como camelina ou pinhão-manso e resíduos municipais, florestais ou de esgoto, ou a partir da formação de um gás de síntese, a partir de hidrogênio e monóxido de carbono capturado da biomassa, de processos industriais ou diretamente do ar. As grandes vantagens dos biocombustíveis são a possibilidade de aplicação em todos os segmentos de aviação sem necessidade de mudanças nas aeronaves e na infraestrutura. Porém, as emissões de gases durante o voo são similares às aeronaves alimentadas por querosene, havendo pouca redução nos efeitos causados na camada de ozônio (Clean Sky 2; Fuel Cells & Hydrogen Joint Undertaking, 2020). As diversas possibilidades de matéria prima para os biocombustíveis tornam possível realizar o processo em diversas partes do mundo, podendo ser especialmente importantes em países em desenvolvimento onde há áreas disponíveis para cultivo de plantações de não-comestíveis, habilitando uma cadeia de suprimentos mais diversificada geograficamente.

O hidrogênio possui desvantagens similares às baterias, já que o tamanho e peso dos tanques de hidrogênio impõem limitações para voos de longa distância. De uma perspectiva de logística de suprimento dos combustíveis, há a vantagem da produção do hidrogênio a partir de energias renováveis, além da possibilidade de sinergias entre outros setores dependentes de hidrogênio.

A utilização de baterias em aeronaves com propulsão elétrica é uma alternativa que garante zero emissões durante o voo, sendo a melhor opção para reduzir o impacto ambiental do setor. Porém, devido à alta densidade de energia das baterias, o que leva a pesados pacotes de baterias, a aplicabilidade comercial é limitada para aeronaves leves e para pequenas distâncias (Adu-Gyamfi; Good, 2022). Além disso, sistemas de reabastecimento rápido e substituições de baterias requerem mudanças substanciais na infraestrutura aeronáutica.

2.5.4.5. *Transporte: outros*

Ainda dentro do setor de transportes, veículos *off-road*, como veículos de mineração e empilhadeiras, também podem se beneficiar do hidrogênio para reduzir as emissões de gases de efeito estufa. Na mineração, são necessários veículos que transportam enormes quantidades de materiais dentro do próprio local de operação, utilizando equipamentos pesados. Atualmente, o consumo de combustível é o maior contribuidor nos custos de transporte em mineração a céu aberto e subterrânea (Figueiredo; da Silva; Ortiz, 2023). Logo, a utilização de FCEV pode ser benéfica em diversos sentidos, com redução das emissões, diminuição da poluição sonora e

redução de custos operacionais provenientes de motores a combustão alimentados por diesel. É importante ressaltar que a mineração será responsável por garantir os materiais necessários para a transição energética. Logo, a descarbonização desse setor é de vital importância para garantir uma economia mundial mais limpa e eficiente.

Tradicionalmente, as empilhadeiras utilizam um motor de combustão interna, seja propano, diesel ou GNL, para transporte de mercadorias em depósitos. Com o aumento do e-commerce e de mega armazéns, a quantidade de empilhadeiras no mercado dobrou em relação a 2010, com expectativa de contínuo aumento. Para substituir esses motores a combustão, podem ser empregados motores elétricos alimentados por baterias ou células a combustível. A utilização de baterias resulta em desafios logísticos, que incluem o armazenamento e substituição das baterias, além de descarte apropriado (Al-Douri; Ruiz-Tagle; Groth, 2023). Dessa forma, as células a combustível são vantajosas para esse tipo de transporte, por oferecer grandes reduções no custo de reabastecimento e no espaço necessário de armazenamento, além de possuírem uma maior vida útil e fornecer potência constante, quando comparado a infraestrutura de abastecimento de baterias (Ramsden, 2013).

2.5.5. Aquecimento

Em países onde há ocorrência de invernos rigorosos, o aquecimento é imprescindível para garantir qualidade de vida para a população. Atualmente, grande parte do aquecimento provém de combustíveis fósseis, e juntamente com o setor de transportes, possui grande relevância nas emissões de gases de efeito estufa, sendo assim responsável por aproximadamente 10% das emissões anuais de CO₂. Diversas tecnologias sustentáveis podem ser utilizadas para reduzir as emissões do setor, como por exemplo bombas de calor, aquecedores solares, caldeiras de biomassa e o hidrogênio. A bomba de calor é uma tecnologia crítica para descarbonização do setor, com projeções de atender até 55% da demanda de aquecimento no ano de 2050 (IEA, 2023c). O hidrogênio pode ser importante para o setor, sendo utilizado a partir da cogeração de energia e calor através de células a combustível, ou mesmo na combustão do gás, sendo uma alternativa de baixo carbono para o gás natural, particularmente em países com infraestrutura de gasodutos e capacidade de produção de hidrogênio de baixa emissão (Dodds *et al.*, 2015).

As bombas de calor funcionam de forma similar aos refrigeradores e ar-condicionado, porém de maneira reversa, extraindo calor de um local, ampliando e transferindo onde é necessário. Essa tecnologia é mais eficiente que as tecnologias de aquecimento convencionais, já que maior parte do calor é transferido, ao invés de ser gerado (IEA, 2022a).

2.6. Certificação de hidrogênio

A certificação é uma prioridade para países que pretendem comercializar hidrogênio, já que fornece transparência aos compradores e melhor acesso a informações. São ferramentas fundamentais para assegurar que os produtos atendam às rigorosas exigências de sustentabilidade e reduzam os riscos associados ao comércio internacional.

A regulamentação e a certificação desses derivados são fundamentais para garantir que seus atributos sustentáveis sejam mantidos ao longo da cadeia de valor. A definição de requisitos claros, como níveis aceitáveis de emissões, não apenas viabiliza o comércio global, mas também incentiva o desenvolvimento de tecnologias mais eficientes e sustentáveis. Mercados com diferentes sistemas de certificação podem efetivamente atrasar o desenvolvimento do mercado global de hidrogênio, já que um produtor de hidrogênio pode necessitar de diferentes tipos de certificados para diferentes países ou regiões, dependendo dos respectivos requisitos de produto.

Em estudo realizado pela IPHE (*International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy*) e publicado em dezembro de 2024, são comparados dezessete esquemas de certificação e quatro mecanismos de suporte em onze diferentes países e regiões, sendo dez dessas certificações já existentes, e as outras em desenvolvimento (IPHE, 2024).

O principal foco desses esquemas foi em relação a intensidade de emissão de gases de efeito estufa, levando em conta também a fonte de eletricidade utilizada para produção de hidrogênio. Mais de 85% desses esquemas forneceram informações se o certificado deve ou não atingir um máximo limite para intensidade de emissões, definido como a quantidade equivalente de dióxido de carbono emitida por unidade de hidrogênio. Apesar dos esquemas concordarem em utilizar a intensidade de emissões de gases de efeito estufa para garantir uma certificação de hidrogênio de baixa emissão, diferenças substanciais são encontradas no limite estipulado por cada estudo, variando de 1 kg CO₂e/kgH₂ até 14,51 kgCO₂e/kgH₂ (IPHE, 2024).

Em relação à fonte de eletricidade utilizada, a análise distinguiu em três formas:

- Conexão direta entre o empreendimento de produção de hidrogênio e a planta de eletricidade;
- Utilização de eletricidade da rede de transmissão e distribuição, com requerimento de um acordo de compra de energia, certificado de eletricidade renovável ou de garantia de origem;
- Utilização de eletricidade da rede de transmissão e distribuição, sem requerimento de um acordo de compra de energia, certificado de eletricidade renovável ou de garantia de origem (IPHE, 2024).

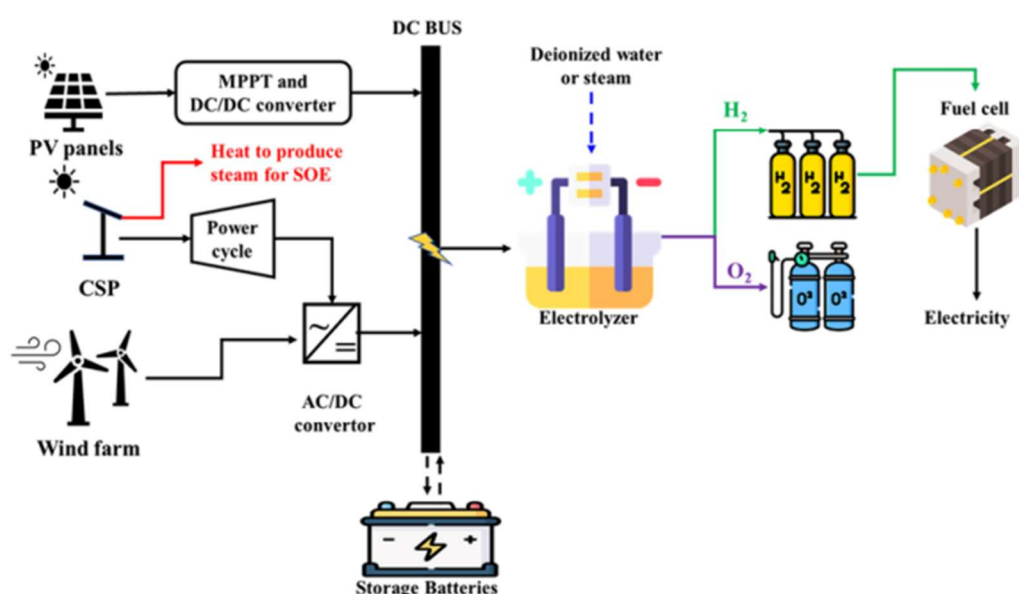
A maioria dos esquemas não exige um acordo de compra de energia ou certificado de eletricidade renovável em caso de utilização de eletricidade proveniente da rede de transmissão. Os certificados seriam opcionais para comprovar utilização de eletricidade de uma fonte específica ou que as emissões de gases de efeito estufa estão abaixo de um certo limite.

Relevantes aspectos na certificação de instalações que não possuem acordo de compra de energia ou similares arranjos contratuais incluem mínima porcentagem de renováveis limite de intensidade de emissões de gases de efeito estufa na matriz energética do país ou região, e correlação geográfica.

3. ROTAS TECNOLÓGICAS PARA A PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO DE BAIXA EMISSÃO

O hidrogênio de baixa emissão pode ser produzido através de diferentes processos, conforme mencionado no capítulo anterior. O caminho mais utilizado é o da eletrólise da água com utilização de fontes renováveis de energia, como solar fotovoltaica e eólica, como representado na Figura 10. Também é possível a produção a partir de processos biológicos, processos termoquímicos ou através de fotossíntese (Chen; Yin; Wang, 2021; Mishra *et al.*, 2019; Vostakola; Salamatnia; Horri, 2022).

Figura 10 - Diagrama esquemático de sistemas eólico/solar de produção de hidrogênio



Fonte: Nasser *et al.* (2022a).

Este capítulo tem como objetivo explorar a literatura existente sobre a produção, armazenamento, distribuição e aplicação do hidrogênio de baixa emissão produzido a partir da eletrólise, além de discutir os desafios e oportunidades que envolvem sua adoção em larga escala, diferenciando as pesquisas por método de geração de energia primária. Ao abordar esses aspectos, pretende-se fornecer uma base teórica sólida para as análises subsequentes desta dissertação, contextualizando a relevância do hidrogênio verde no cenário energético atual e suas perspectivas futuras. É também discutido o processo da reforma a vapor do etanol, já que possui grande potencial no Brasil.

Com o aumento exponencial da utilização de fontes renováveis de energia nos sistemas elétricos, e devido à natureza intermitente dos ventos e irradiação solar, a rede elétrica deverá sofrer alterações para garantir a sua segurança e confiabilidade, com diferentes desafios relativos ao armazenamento e utilização da energia

excedente, operação do sistema e futura integração do setor automotivo, com a presença de carros elétricos, a serem enfrentados (Carrasco *et al.*, 2006).

Usualmente, condições climáticas ideais para a instalação de usinas eólicas ou solares fotovoltaicos são encontradas em áreas distantes dos maiores centros de consumo, o que pode dificultar a construção de novas linhas de transmissão devido a barreiras de planejamento, direitos de uso da terra e custos (Georgilakis, 2008; Nwaigwe; Mutabilwa; Dintwa, 2019). Como uma possível tecnologia-chave auxiliar, o hidrogênio sustentável pode contribuir para o desenvolvimento dos sistemas elétricos, seja como um portador de energia para outros setores da economia ou como armazenador de energia a longo prazo (Gillesen *et al.*, 2017). A produção pode ocorrer a partir de diferentes configurações, considerando o sistema conectado ou isolado à rede, a presença de baterias ou hibridização das usinas. O hidrogênio de baixa emissão pode ser produzido principalmente via energia solar, do vento, hídrica ou biomassa/biogás. Além desses métodos, também é possível produzir o hidrogênio a partir da energia nuclear.

3.1. Energia Solar

A produção de energia através da irradiação solar pode ser realizada de duas diferentes formas: usina solar concentrada ou usina solar fotovoltaica. A energia solar concentrada é gerada através do calor fornecido pelo sol concentrado em uma pequena área, através da utilização de espelhos, enquanto a energia solar fotovoltaica é gerada através de módulos que utilizam a luz do sol para gerar corrente elétrica contínua (DC), através do efeito fotovoltaico (Zhang *et al.*, 2013).

3.1.1. CSP (Energia Solar Concentrada)

As usinas solares concentradas têm capacidade de produzir o hidrogênio utilizando o calor produzido pelos espelhos, por reforma catalítica do metano ou reforma do etanol, ou através de ciclos termoquímicos, como o Westinghouse Sulfur Cycle, além da produção do hidrogênio através da eletrólise da água, que utiliza a energia elétrica gerada. Essas possibilidades consolidam as usinas solares concentradas como uma ponte tecnológica para a transição de uma economia dependente de combustíveis fósseis para energias renováveis (Brecher; Spewock; Warde, 1977; Coelho; Oliveira; Mendes, 2010).

A partir de uma planta solar concentrada hipotética localizada na cidade de Guimarães, Brasil, é realizado um estudo técnico-econômico que avalia a produção do hidrogênio a partir de diferentes configurações: a partir de um ciclo termodinâmico com heliostatos focados na torre solar ou através de um eletrolisador Sólido Óxido, que utiliza a eletricidade gerada pelo sistema fotovoltaico concentrado e o calor obtido no campo de módulos solares. Os resultados evidenciam menores custos de

produção do hidrogênio considerando a segunda configuração nos cenários de baixo e médio prazo, porém conforme a capacidade de absorção do oxigênio no ciclo termodinâmico é aperfeiçoada os custos de produção se assemelham (4,55 \$/kgH₂ e 4,32 \$/kgH₂) (Restrepo *et al.*, 2022).

Em uma planta fictícia localizada em Almería, Espanha, é realizada a modelagem da produção de metanol utilizando hidrogênio e dióxido de carbono produzidos a partir de ciclos termoquímicos, que ocorrem dentro de um reator solar com calor concentrado do sol. Nesse estudo, um gás sintético é produzido a partir do ciclo termoquímico de redução, e em seguida usado para produção do metanol. Comparando com o preço do metanol na Europa, o custo de produção obtido é quase quatro vezes maior. Logo, maiores esforços nessa tecnologia devem ser realizados de forma a tornar esse caminho de produção de metanol renovável competitivo para o mercado (Monnerie *et al.*, 2020).

Sistemas concentradores fotovoltaicos comercialmente disponíveis são em sua maioria projetados para instalação em grandes campos, com pequena atenção aos consumidores e ao mercado. Logo, não são encontrados sistemas que possam ser operados em telhados residenciais ou comerciais, como ocorre em sistemas fotovoltaicos. Nesse intuito, um sistema para operação em telhados é desenvolvido, composto de um compacto concentrador fotovoltaico com sensor de seguimento do sol altamente preciso. Com a configuração e design compacto propostos, é possível desenvolver sistemas com baixo custo e menos requisitos de hardware, viabilizando o acesso para consumidores e usuários comuns. Além disso, é encontrada uma eficiência *Solar-to-Hydrogen* (STH) de 15% (Burhan *et al.*, 2017).

3.1.2. Solar Fotovoltaica

Os sistemas PV/H₂ possuem ampla utilidade, podendo ser excelentes opções para garantir armazenamento a longo prazo tanto em regiões geograficamente isoladas, garantindo flexibilidade a um ambiente que possui produção e demanda variáveis durante o ano, influenciados pela irradiação solar e consumo devido ao turismo, ou mesmo em sistemas conectados à rede, beneficiando consumidores através da resposta da demanda (Abadlia; Adjabi; Bouzeria, 2017; Nastasi *et al.*, 2021b, 2021a). Utilizando dados reais coletados através de um sistema de medição na Turquia, Acar *et al.* (2023) realizam a análise da performance de um sistema de hidrogênio para uma casa isolada da rede elétrica. Os resultados da simulação demonstram a importância de um dimensionamento correto dos equipamentos, que depende das condições climáticas da região (Acar; Erturk; Firtina-Ertis, 2023). Analogamente, simulações com dados de outras regiões do mundo também foram realizadas, obtendo sistemas robustos, capazes de prover a demanda do edifício/casa mesmo quando a energia solar não é suficiente ou disponível (Samy; Barakat; Ramadan, 2019; Singh; Baredar; Gupta, 2017; Yunez-Cano *et al.*, 2016).

Um dos maiores problemas na integração entre a geração fotovoltaica e o eletrolisador é a máxima transferência de potência entre os equipamentos em diferentes condições de irradiação. Para contornar esse problema, é necessário o uso de controladores eletrônicos, que aumentam a complexidade e custo do sistema. De forma contrária, a conexão direta do eletrolisador aos módulos fotovoltaicos para produção de hidrogênio com pequena interface de conversores eletrônicos leva a um substancial redução de custos e aumenta a viabilidade econômica de um sistema PV/H₂ (Atlam; Barbir; Bezmalinovic, 2011; Clarke *et al.*, 2009).

Dessa forma, um sistema com conexão direta entre o eletrolisador e os módulos fotovoltaicos que utiliza uma estratégia de combinação série-paralelo dos módulos fotovoltaicos e pilhas de eletrolisador pode alcançar uma transferência de energia de 94% do máximo teórico, demonstrando assim a competitividade do sistema quando comparado a sistemas com MPPT (Paul, 2008). Usualmente, a eficiência STH de sistemas de produção de hidrogênio a partir da energia solar fotovoltaica é de 2 a 6%. Através de ajustes entre a tensão e máxima potência de saída do sistema fotovoltaico à tensão de funcionamento do eletrolisador, é possível obter eficiência STH de 12,4% (Gibson; Kelly, 2008). Utilizando um modelo matemático para estimar e prever a intensidade de irradiação solar no Egito um sistema com conexão direta entre o gerador solar fotovoltaico e o eletrolisador é simulado. Os resultados obtidos apresentam ótima aproximação entre os pontos de máxima potência do sistema fotovoltaico e os pontos de operação do sistema (Ismail *et al.*, 2019). A utilização de um algoritmo de rastreamento do ponto de máxima potência que altera os números de células do eletrolisador que serão utilizadas pode aumentar essa eficiência para 14,9% (Nguyen Duc *et al.*, 2019).

Alguns fatores causam uma discrepância entre as tensões de operação do eletrolisador e dos módulos fotovoltaicos, como flutuação da irradiância e mudança nas temperaturas dos módulos e do eletrolisador, alterando assim suas respectivas curvas tensão-corrente. Com isso, é difícil manter os níveis de eficiência altos tanto durante o dia quanto durante todo um ano para sistemas com conexão direta PV-EL. Além disso, o sistema só alcança uma eficiência ótima durante as horas em que a irradiação solar e as condições meteorológicas atendam o ponto de configuração dimensionado, o que pode ser extremamente desafiador dependendo do lugar de instalação (Sayedin *et al.*, 2016). Devido a essa não-linearidade da curva de tensão e corrente de uma célula fotovoltaica, a extração da máxima potência deste equipamento é uma tarefa complexa. De forma a superar este problema, técnicas de máxima extração de potência devem ser utilizadas para alcançar máxima eficiência na operação, a partir de conversores eletrônicos que conectam o sistema fotovoltaico ao eletrolisador. A utilização desses conversores juntamente a algoritmos que encontram o ponto ótimo e seguro de funcionamento permite a operação o mais próximo possível do ponto de maior potência do gerador fotovoltaico, assegurando também uma operação segura do eletrolisador (Garciaalverde *et al.*, 2008). Sendo

assim, a utilização de sistemas com conversor DC/DC traz mais componentes, logo um maior CAPEX e menor eficiência máxima que a conexão direta, porém podem alcançar uma maior eficiência média devido ao uso do MPPT (Ceylan; Devrim, 2021; Reuß, M *et al.*, 2019).

Através de otimização por algoritmos genéticos, com utilização do custo e da eficiência geral do sistema como funções objetivo, são encontrados resultados que evidenciam que sistemas com conexão indireta entre PV-EL apresentam menores custos de implementação que sistemas com conexão direta. Além disso, a diferença entre a eficiência geral da conexão direta e indireta é relativamente pequena, favorecendo a utilização de sistemas com conversores MPPT (Mas *et al.*, 2022).

Com intuito de obter maior eficiência energética, uma estratégia de gerenciamento de energia em um sistema PV/H₂ sem conexão à rede elétrica e com baterias, é proposta. A estratégia funciona de forma que em qualquer cenário de operação possível, maior prioridade será dada a rota com maior eficiência de transmissão do fluxo de energia. Ou seja, caso haja geração fotovoltaica e demanda coincidentes, a energia produzida é entregue diretamente a carga, e o eletrolisador não será utilizado, já que isso levaria a perda de eficiência global do sistema. Duas localidades, com irradiação solar e demanda diferentes, são utilizadas como estudo de caso, obtendo boas soluções para operação ótima de sistemas PV/H₂ isolados (Zhou, 2008). De forma similar, outros autores propuseram diferentes sistemas de controle com objetivo de obter a maior eficiência possível, com os resultados afirmando o alto rendimento energético e viabilidade da instalação (Contreras; Guirado; Verizoglu, 2007; Hassani *et al.*, 2020; Vidueira; Contreras; Veziroglu, 2003).

Entre os artigos estudados, dois tiveram como foco a obtenção do custo nivelado de produção do hidrogênio. Considerando duas configurações para o sistema de produção de hidrogênio (com ou sem baterias) isolado da rede, e a partir da energia solar fotovoltaica em duas localizações distintas, Madrid e Fisciano, ambas na Europa, um estudo para encontrar o custo de produção do gás é realizado. Na configuração que utiliza baterias, o aproveitamento da energia renovável é facilitado, já que instabilidades no eletrolisador, induzidas pela intermitência no gerador solar fotovoltaico, são evitadas. Um custo de produção do hidrogênio de 6 a 7 €/kgH₂ é encontrado (Gutiérrez-Martín; Amodio; Pagano, 2021).

Em estudo comparando a produção de hidrogênio a partir de usinas solares concentradas ou fotovoltaicas, com utilização de diferentes tipos de eletrolisadores, são realizadas simulações para obtenção de menor custo nivelado de produção de hidrogênio em diferentes localidades, considerando irradiação e temperatura locais, para o ano de 2025. O menor custo é obtido na usina solar concentrada na cidade de Daggett, nos Estados Unidos, com valor em torno de 5 €/kgH₂ (Grube *et al.*, 2020).

3.2. Energia Eólica

A energia eólica é a energia renovável gerada pela força dos ventos, que é convertida em energia mecânica por meio da rotação de pás. Atualmente, a maior parte da energia produzida por eólicas é a partir das usinas localizadas onshore, porém sua expansão é limitada pela ausência de terrenos baratos próximos a grandes centros de consumo e pela poluição visual causada pelas turbinas eólicas (Bilgili; Yasar; Simsek, 2011). Logo, as usinas eólicas offshore vêm atraindo mais atenção, principalmente por suas vantagens em baixa turbulência no vento, alta potência e baixa taxa de ocupação de solo.

Devido ao grande aumento da penetração das energias renováveis na matriz energética mundial, e as suas características intermitentes, podem existir momentos em que a energia gerada por essas usinas não pode ser transmitida, devido a restrições nas linhas de transmissão ou a desafios de balanceamento do sistema elétrico (Burke; O'Malley, 2011). Logo, as usinas devem reduzir sua produção involuntariamente, mesmo que tenham recursos disponíveis no momento. Em 2013, aproximadamente 16,23 TWh de energia eólica foi perdida na China, o que equivalente a 10,74% de toda a energia eólica produzida (Bird *et al.*, 2016).

Logo, a instalação de eletrolisadores para produção de hidrogênio a partir da energia excedente gerada pelas usinas eólicas pode evitar a perda dessa energia e auxiliar na produção de hidrogênio sustentável com valores competitivos, impulsionando a transição energética mundial. Devido a característica imprevisível do vento, as usinas eólicas se comportam diferente das usinas solares fotovoltaicas, com a produção de eletricidade permanecendo variável durante os períodos de operação (Benghanem *et al.*, 2023). Nesse sentido, assim como os sistemas PV/H₂, os sistemas Eólico/H₂ são propostos como solução para armazenamento de energia a longo prazo na forma do gás hidrogênio, que pode ser convertido em eletricidade durante períodos de baixa produção de energia elétrica (Nasser *et al.*, 2022a). Os estudos que contemplam a produção de hidrogênio a partir de geração eólica serão divididos conforme localização do empreendimento eólico: *onshore* ou *offshore*.

3.2.1. Onshore

A utilização do excedente de energia eólica, tanto *offshore* ou *onshore*, para geração de hidrogênio destinado ao no setor de transportes, é analisada por meio de uma análise de viabilidade econômica da integração de eletrolisadores de diferentes capacidades no mercado de energia dinamarquês. Baseado nos resultados encontrados, não é viável economicamente investir em sistemas de eletrólise com o propósito de operar apenas quando há excesso de energia. Porém, caso haja uma maior disponibilidade de energia excedente, é possível encontrar um ponto de equilíbrio em que haja retorno do investimento (Berg; Apostolou; Enevoldsen, 2021).

Considerando dados de parques eólicos já atuantes na Noruega, um estudo avalia as possibilidades de produção do hidrogênio verde a partir de diferentes tecnologias de eletrólise. Apesar de não ser lucrativo, a produção de hidrogênio em larga escala em plataformas offshore é tecnicamente viável e pode ser economicamente factível se os preços dos componentes diminuïrem e a eficiência das tecnologias aumentarem (Meier, 2014).

Considerando um modelo que integra o excedente de energia de uma usina eólica a um sistema de produção e armazenamento de hidrogênio é realizada uma comparação na operação deste sistema com e sem conexão à rede elétrica. Nesse estudo fica evidente que o ponto de equilíbrio do preço do hidrogênio varia conforme a localização das usinas eólicas é alterada, já que o modelo é altamente dependente da distribuição anual dos ventos, do preço da energia da rede elétrica e da eficiência dos eletrolisadores (Zhang; Wan, 2014). De forma semelhante, Mantz e De Battista (2008) realizam simulações para o uso do excedente de energia eólica para produção de hidrogênio, com desenvolvimento de estratégias de controle para diferentes modos de operação do sistema (Mantz; Debattista, 2008).

Em estudo com utilização de dados de energia eólica em tempo real para determinar o tamanho ideal do sistema que leva a um menor custo de produção de hidrogênio no Canadá, são avaliadas condições técnico-econômicas do empreendimento. Os custos de produção do hidrogênio via eletrólise da água a partir de energia eólica encontrados são de 3,37 a 9,00 \$/kg H₂ (Olateju; Kumar; Secanell, 2016).

Em estudo realizado na Argélia, Douak e Settou (2015) avaliam as tecnologias emergentes de produção de hidrogênio a partir da geração eólica utilizando sistemas de conversão de energia do vento com diferentes capacidades. É obtido em Adrar um custo mínimo de produção do hidrogênio de 1,214 \$/kgH₂, com este custo sendo impactado fortemente pelo custo da eletricidade, seguido pelo custo dos eletrolisadores e investimentos (Douak; Settou, 2015)

Examinando os aspectos da energia eólica em 34 localidades no Afeganistão, um estudo econômico para produção de hidrogênio é conduzido, considerando três cenários distintos para produção de energia eólica e cinco taxas de degradação do sistema. Dessa forma, os valores encontrados para o hidrogênio produzido variam entre 2,118 a 2,261 \$/kg H₂, considerando um projeto com vida útil de 20 anos (Rezaei; Naghdi-Khozani; Jafari, 2020). Através de dados meteorológicos da região de Tanger, localizada no Marrocos, é efetuada uma estimativa do custo nivelado de energia e hidrogênio para um sistema renovável com fontes eólica e solar concentrada. São encontrados valores de custo nivelado de hidrogênio que variam de 2,36 a 2,66 \$/kgH₂ para usinas eólicas com diferentes capacidades. Os resultados mostraram que o custo nivelado da energia e do hidrogênio diminui com o aumento

da capacidade instalada das usinas eólica e fotovoltaica (Khouya, 2020). Além disso, o ponto de equilíbrio do preço do hidrogênio varia conforme a localização das usinas eólicas, já que o custo é altamente dependente da distribuição anual dos ventos, do preço da energia da rede elétrica e da eficiência dos eletrolisadores.

A geração de eletricidade a partir da energia eólica e produção de hidrogênio para os setores industrial e agrário em países com alto potencial de energia eólica pode levar a diminuição do uso de combustíveis fósseis na matriz energética. O hidrogênio produzido pode ser vendido para companhias que utilizam veículos FCEV ou produtores de fertilizantes, ou mesmo utilizada pelo próprio produtor, para geração de eletricidade ou calor. Em estudo de viabilidade econômica conduzido por Mostafaeipour *et al.* (2019) são encontrados cenários com sistemas Eólico/H₂ que apresentam períodos de payback de 5 anos (Mostafaeipour *et al.*, 2019). Similarmente, considerando doze turbinas disponíveis comercialmente e quatro diferentes taxas de degradação para o projeto, Almutairi *et al.* (2022) avalia a produção de hidrogênio no Irã, considerando aspectos econômicos, ambientais e técnicos, com cálculo do período de payback e custos nivelados de hidrogênio e de eletricidade. São encontrados valores de custo nivelado de hidrogênio que variam entre 0,906 e 6,810 \$/kgH₂. Entre as localidades simuladas, a mais adequada economicamente é Ahar, produzindo hidrogênio a um custo de 1,38 \$/kgH₂ (Almutairi *et al.*, 2022).

Utilizando um método modificado da distribuição de probabilidade de Weibull para refletir fielmente a densidade de energia e variação do vento, são obtidos os custos nivelados de produção de energia e de hidrogênio. A partir do estudo, todas as localidades consideradas no Paquistão são consideradas comercialmente viáveis para produção do hidrogênio através da eletricidade gerada por usinas eólicas, com custo do hidrogênio entre 5,30 e 5,80 \$/kgH₂ (Mohsin; Rasheed; Saidur, 2018).

A partir da avaliação do potencial de produção de hidrogênio a partir de geração eólica, de forma a promover um combustível limpo, renovável e barato para o transporte rodoviário na Suécia, são encontrados resultados que possibilitam a redução em 50% do consumo de gasolina e emissão de CO₂ no país, com a utilização de apenas 2% do hidrogênio gerado a partir de usinas eólicas (Siyal *et al.*, 2015). De forma semelhante, avaliando o potencial de produção de hidrogênio a partir da geração eólica na província de Córdoba, Argentina, segundo maior consumidor de combustíveis fósseis para o transporte no país, são obtidos custos de produção de hidrogênio que variam de 3,10 a 7,21 \$/kgH₂, variando conforme custo da eletricidade. Devido ao altíssimo potencial de instalação de geração eólica na região, em apenas um distrito (Rio Cuarto) é possível produzir dez vezes o hidrogênio requerido para utilização no transporte veicular na província (Rodríguez *et al.*, 2010).

Em estudo realizado utilizando dados reais de vento em diferentes cidades no norte de Camarões, é analisada a viabilidade técnico-econômica considerando diversos indicadores de performance, entre eles densidade de força do vento, tempo de payback e fator de capacidade das turbinas eólicas. O menor custo de produção do hidrogênio encontrado entre as cidades e turbinas avaliadas varia entre 4,38 e 6,51 \$/kgH₂ (Koholé et al., 2023b). De forma similar, em estudo realizado na África do Sul, considerando quinze localidades e onze diferentes modelos de turbinas, Ayodele e Munda (2019) investigam a capacidade e viabilidade da produção de hidrogênio a partir de recursos eólicos. A partir de análises de sensibilidade, é constatado que a velocidade do vento afeta a produção do hidrogênio significativamente, logo as turbinas eólicas devem ser selecionadas de forma que a velocidade nominal do vento combine com o regime de ventos do local pretendido. Por fim, através de uma análise econômica, são encontrados valores de custo de produção do hidrogênio que variam de 1,4 a 39,55 \$/kgH₂ (Ayodele; Munda, 2019).

3.2.2. Offshore

A utilização do hidrogênio como combustível no setor naval tem potencial de alcançar as metas ambientais estipuladas devido à falta de opções de combustíveis com baixa emissão de carbono no setor. Nesse sentido, diversos estudos que utilizam a energia eólica *offshore* para produção de hidrogênio foram propostos. Bonacina *et al.* (2022) realiza uma análise de viabilidade técnico-econômica da produção de hidrogênio líquido a partir de usinas eólicas offshore para reabastecimento de navios no Mar Mediterrâneo. A partir do modelo proposto é concluído que a planta é economicamente viável e pode ser reproduzida similarmente em diferentes localizações, necessitando apenas redimensionar as diferentes tecnologias escolhidas. Além disso, plataformas anteriormente usadas pela indústria de gás e óleo podem ser reutilizadas para acomodar plantas de produção de hidrogênio líquido, sendo economicamente vantajoso (Bonacina; Gaskare; Valenti, 2022).

Apesar das diversas vantagens de alta velocidade e baixa turbulência do vento em alto-mar, a comercialização da energia gerada pelas usinas eólicas *offshore* ainda apresenta grandes desafios, principalmente relacionados ao custo. Devido às complexas estruturas flutuantes e severas condições ambientais, a instalação e manutenção das plantas eólicas são caras, e a transmissão da energia aumenta ainda mais esse custo (Maienza *et al.*, 2020). Nesse contexto, a conversão da energia eólica em hidrogênio no mar é considerada uma alternativa viável para evitar o alto gasto em infraestrutura elétrica e integração da geração intermitente com a rede. Dessa forma, Jang *et al.* (2022) realiza uma análise de viabilidade técnico-econômica para determinar o método mais econômico para conexão de usinas eólicas offshore e plantas de produção de hidrogênio, a partir de três diferentes configurações, que envolvem a produção distribuída ou centralizada do hidrogênio, em alto-mar ou em terra. Os resultados mostram que o caso de produção distribuída é o mais competitivo,

devido à ausência de cabos de corrente contínua de alta tensão e subestação offshore para transmissão da energia para terra, que elevam o custo do empreendimento (Jang *et al.*, 2022). De forma similar, Franco *et al.* (2021b) estuda a competitividade de diferentes caminhos de exportação do hidrogênio produzido em parques eólicos offshore para a terra. O caminho de produção do hidrogênio offshore com transporte a partir de gasodutos é a melhor solução encontrada, fornecendo um custo nivelado de hidrogênio de 5,35 euros/kgH₂, com potencial de chegar a 2,17 €/kgH₂ com auxílios governamentais. Além disso, a análise de sensibilidade realizada mostra que o custo nivelado de produção do hidrogênio é altamente dependente dos custos de eletricidade e do eletrolisador (Franco *et al.*, 2021b).

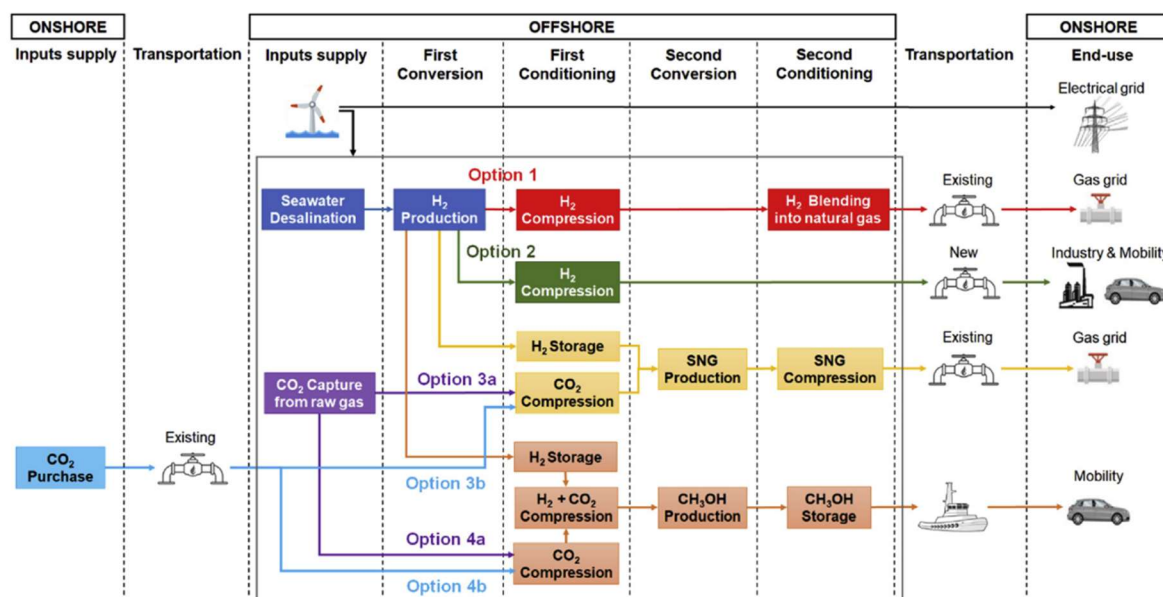
O desenvolvimento de parques eólicos *offshore* dedicados exclusivamente à produção de hidrogênio é uma opção promissora para alcançar as metas de descarbonização e segurança elétrica em diversos setores da economia (Koiwa; Takahashi; Tamura, 2012). A partir da estimação de custos de instalação de parques eólicos e plantas de eletrólise para o ano de 2030, Dinh *et al.* (2021) desenvolve um modelo de análise de viabilidade econômica para esta instalação. É considerado um parque eólico hipotético localizado na costa Oeste da Irlanda, com utilização de armazenamento subterrâneo. A partir deste modelo, é encontrado que o sistema é lucrativo a um preço de 5,4 \$/kgH₂, e que os custos do armazenamento do hidrogênio influenciam significativamente a despesa de capital do projeto (Dinh *et al.*, 2021).

Considerando um estudo de caso que consiste em um parque eólico *offshore* conectado a uma plataforma de produção de gás no Mar do Norte, Crivellari e Cozzani (2020) comparam alternativas de conversão de energia eólica offshore em diferentes vetores químicos, como hidrogênio, gás natural sintético e metanol. Uma metodologia baseada em indicadores técnicos, econômicos, ambientais e de lucratividade é proposto para averiguar a performance de cada alternativa. Os resultados demonstraram que a capacidade dos eletrolisadores e a distância do parque eólico à costa apresentam um papel importante nos indicadores econômicos (Crivellari; Cozzani, 2020). A figura 11 apresenta as diversas possibilidades de conversão da energia eólica em hidrogênio, transporte e consumo do hidrogênio direcionados para alguns setores da economia mundial, como setor industrial e transporte.

O alto custo do transporte e armazenamento do hidrogênio, seja a partir da construção de gasodutos específicos, que apresentam valores cerca de 40 a 50% maiores quando comparado ao gás natural, ou a partir de transporte por navios, seja o hidrogênio líquido ou gasoso, praticamente inviabiliza o armazenamento do hidrogênio produzido a partir de recursos energéticos offshore em grande quantidade. Dessa forma, a conversão do hidrogênio em gás natural sintético (SNG) pode permitir o transporte do gás tanto em navios ou a partir da infraestrutura existente de gás natural, tanto on quanto offshore. Com esse intuito, Gondal apresenta em seu estudo a ideia de realizar o processo de metanação, ou seja, conversão de monóxido e

dióxido de carbono em metano através da hidrogenação, totalmente *offshore* utilizando as tecnologias de captura e armazenamento de carbono juntamente com a eletrólise da água. A partir da adoção deste método, o problema de distribuição e transmissão da eletricidade ou energia na forma de hidrogênio pode ser contornado e os custos de um gasoduto de hidrogênio podem ser evitados (Gondal, 2019).

Figura 11 - Diagrama simplificado de rotas para conversão de energia renovável offshore, utilizando hidrogênio



Fonte: Crivellari e Cozzani (2020).

De um ponto de vista do investidor, McDonagh *et al.* (2020) analisam a geração de eletricidade e hidrogênio de um parque eólico offshore a partir de três configurações diferentes: toda eletricidade produzida é vendida a rede; toda eletricidade é convertida em hidrogênio e em seguida vendido; ou sistema híbrido, onde o hidrogênio é produzido quando há excedente de energia ou quando o custo marginal do sistema é baixo. Os custos dos equipamentos são estimados para o ano de 2030, e produção do hidrogênio é realizada onshore. O cenário mais vantajoso economicamente é aquele em que toda a eletricidade produzida é vendida à rede, já que a produção do hidrogênio a partir apenas do excedente de energia, apesar de ser promissora, não é suficiente para assegurar investimentos no setor (McDonagh *et al.*, 2020).

3.3. Energia Hídrica

As usinas hidrelétricas convertem a energia potencial da água em energia mecânica através de turbinas hidráulicas, que são conectadas a um gerador que converte a energia mecânica em elétrica. A eletricidade gerada a partir dessas usinas

é considerada uma das formas mais baratas de gerar energia, pois o combustível (água) é disponível sem custos diretos associados à compra de combustíveis. Atualmente representam cerca de 15,9% da eletricidade gerada no mundo, e no Brasil representam 60% da capacidade instalada no Sistema Interligado Nacional (Karady; Holbert, 2013; Kaunda; Kimambo; Nielsen, 2012).

Podem ser divididas em usinas a fio d'água ou com reservatório. As usinas a fio d'água possuem pouco ou nenhum armazenamento de água, logo em períodos de chuva podem verter grande quantidade de água, porém possuem a vantagem de ter uma estrutura de barragem menor, reduzindo a quantidade de material e custo além dos impactos ambientais causados pelo alagamento (Bhatt, 2017). Já as usinas com reservatório podem armazenar a água durante o período de chuvas para utilizá-la na produção de energia durante o período seco, funcionando como uma “bateria natural” de longo prazo.

Logo, além da capacidade de armazenar energia entre estações, as usinas hidrelétricas se diferem das usinas de geração intermitente por utilizarem máquinas rotativas para geração de energia elétrica, garantindo inércia ao sistema. Essa capacidade física das hidrelétricas garante estabilidade e segurança à rede, sendo importantíssimas para assegurar a confiabilidade dos sistemas elétricos.

A geração hidrelétrica, quando comparada com as gerações eólica e solar fotovoltaica, tem maiores diferenças entre as estações. Em períodos de chuva, com afluência de água abundante, a energia hídrica excedente não pode ser totalmente utilizada e deve ser vertida; já em períodos de seca, com menor afluência e fornecimento de eletricidade, é necessário comprar eletricidade da rede para suprir a carga local (Li *et al.*, 2018). Portanto, assim como nas usinas eólicas e solares fotovoltaicas mencionadas anteriormente, a produção de hidrogênio a partir do excedente de energia é uma forma viável de armazenar a energia que seria perdida.

Nesse sentido, diversos estudos foram propostos a fim de analisar a viabilidade da produção de hidrogênio a partir do excedente de energia hidrelétrica. No Nepal, Thapa *et al.* estudam esta produção como um potencial substituto de combustíveis fósseis no setor de transportes, investigando economicamente o custo da energia para produção do hidrogênio em diferentes cenários. É concluído que a produção do hidrogênio a partir do excedente hidrelétrico é uma ótima oportunidade para conduzir o país em direção a soluções sustentáveis de energia (Thapa *et al.*, 2021). De forma similar, com objetivo de utilizar o hidrogênio produzido a partir do excedente de usinas hidrelétricas no transporte público na cidade de Cuenca, no Equador, são encontrados custos de hidrogênio apenas 0,64 vezes o custo do diesel comprado pelo país no mercado internacional, mostrando o quão competitivo o hidrogênio pode se tornar em breve (Posso *et al.*, 2015).

Em estudo preliminar considerando as 101 maiores plantas hidrelétricas no Brasil, é avaliado o potencial de produção de hidrogênio a partir de toda a água desperdiçada nessas usinas. O hidrogênio produzido seria subsequentemente utilizado em veículos movidos a células a combustível, sendo suficiente para substituir toda a gasolina consumida no ano de 2008, evitando a emissão de 57 Mt de CO₂ (Padilha *et al.*, 2009). De forma similar, considerando agora a mistura do hidrogênio, produzido a partir do excedente de energia de usinas hidrelétricas, com o metano, gerado a partir de biogásificação em aterros sanitários, para utilização como combustível, o estudo de Nadaleti *et al.* analisa o uso dessa mistura de gases em frotas de ônibus urbanos em todo o Brasil. Em todos os cenários avaliados, as misturas, se implantadas, são capazes de suprir a frota nacional de 107 mil ônibus (Nadaleti *et al.*, 2017).

A partir da estimativa do excedente de energia que pode ser usado para produção de hidrogênio em uma usina hidrelétrica a fio d'água localizada na Eslovênia, Jovan *et al.* realiza análises de viabilidade econômica do empreendimento, explorando a ideia de usar as reservas de água restantes da divergência entre produção diária requerida pelo sistema e a afluência necessária para produção do hidrogênio. São encontrados valores de custo para produção do hidrogênio que variam entre 3,62 e 9,62 €/kgH₂, dependendo do custo da eletricidade. O investimento em um sistema para produção de hidrogênio é viável nesse caso e para os atuais preços de energia pode levar a maiores receitas para a planta hidrelétrica (Jovan; Dolanc; Pregelj, 2022).

Além da produção do hidrogênio apenas a partir do excedente de energia, muitos estudos propõem a combinação das plantas hidrelétricas com plantas de hidrogênio para produção contínua do gás, analisando a viabilidade desses empreendimentos. A partir de uma usina hidrelétrica a fio d'água localizada em cascata com outras plantas hidrelétricas, Jovan *et al.* analisam as possibilidades de cogeração do hidrogênio juntamente à eletricidade na instalação para utilização em comunidades locais para aquecimento e mobilidade. Os resultados estimam que a cogeração já é economicamente justificada nos atuais preços de eletricidade e hidrogênio, podendo obter maior lucratividade incluindo o sistema em serviços auxiliares, e o tempo de payback do empreendimento considerando o consumo estipulado para transporte e aquecimento é em torno de 6 anos (Jovan; Dolanc; Pregelj, 2021).

Através de uma análise termodinâmica de um sistema composto de uma usina hidrelétrica e uma planta de produção de metanol, com utilização de eletrólise da água para produção de hidrogênio, Altalyb e Dincer (2022) encontram resultados que aumentam a viabilidade econômica do sistema, devido a geração de diferentes produtos. Já que o metanol é barato para armazenar, e relativamente mais valioso que a eletricidade no mercado, a planta hidrelétrica tem habilidade de armazenar mais

energia e gerar mais eletricidade à rede elétrica durante períodos de pico de carga, quando o preço da energia é mais caro, maximizando a receita (Altayib; Dincer, 2022).

Em uma usina hidrelétrica a fio d'água localizada na Itália, são realizados estudos de performance do ciclo de vida do hidrogênio como uma solução de gerenciamento energético, avaliando os aspectos ambientais e comparando o hidrogênio renovável com o hidrogênio produzido a partir da reforma a vapor do metano. O hidrogênio é produzido em horários fora de pico e armazenado em hidretos metálicos, para ser utilizado em horários de pico em células a combustível para geração de energia elétrica. Considerando apenas aspectos de ciclo de vida, a produção de hidrogênio em usinas hidrelétricas para armazenamento de energia pode contribuir para descarbonizar tanto os setores de transporte quanto de energia (Valente *et al.*, 2015).

Analisando ambientalmente o potencial de hibridização de usinas hidrelétricas a partir da produção de hidrogênio na China, Bamisile *et al.* obtêm resultados que podem diminuir a emissão de CO₂ em 0,127%, considerando a produção de hidrogênio a partir do excedente de energia de apenas uma usina hidrelétrica de 750 MW (Bamisile *et al.*, 2020).

Considerando um sistema isolado composto apenas por uma usina hidrelétrica, equipamentos de produção e armazenamento de hidrogênio e uma célula a combustível, Yuansheng *et al.* (2021) realizam um estudo de planejamento e otimização em duas etapas, com objetivo de minimizar o custo de construção para aprimorar o sistema e diminuir as operações diárias, otimizando a utilização das instalações para diferentes cenários. Os resultados mostram que o sistema integrado economiza água, mantém a estabilidade do sistema e provê melhores benefícios econômicos quando comparado a sistemas compostos apenas de usinas hidrelétricas (Yuansheng *et al.*, 2021).

3.4. Híbrido

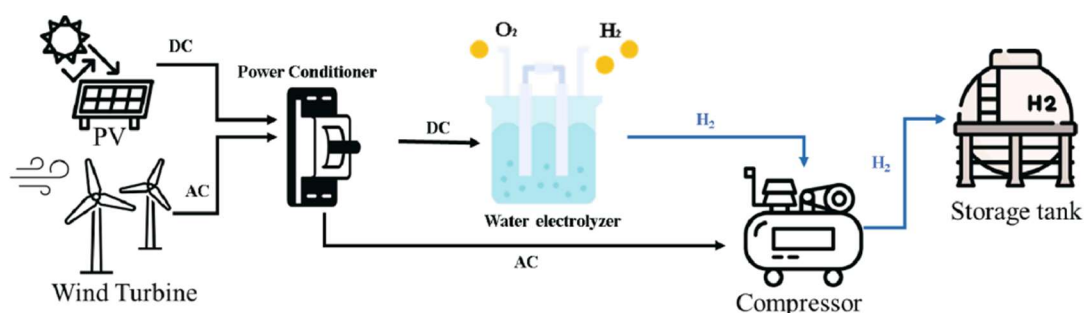
As usinas híbridas são instalações que combinam duas ou mais formas de geração, armazenamento e outras tecnologias renováveis, de forma a maximizar a produção. De um ponto de vista social, a hibridização das usinas permite uma redução nos investimentos em infraestrutura e uma melhor utilização dos recursos locais, com a terra sendo usada com maior eficiência. Já para o operador do sistema, as usinas híbridas oferecem capacidade de geração mais constante, evitando problemas de rampa e picos instantâneos de energia. A integração entre geração de energia eólica e solar, por exemplo, pode minimizar as desvantagens das fontes, devido as flutuações do vento, que causam geração instável, e a não produção de energia solar durante a noite (Dykes *et al.*, 2020; Li *et al.*, 2022; Ursua; Gandia; Sanchis, 2012). Logo, a produção do hidrogênio se beneficia da minimização das variações de

potências da usina, aumentando a eficiência e vida útil do eletrolisador. Na figura 12, é apresentado um esquemático de uma possível combinação de usina solar fotovoltaica e eólica para produção de hidrogênio.

Devido ao aumento da complexidade do sistema híbrido, são necessários estudos aprofundados para um correto dimensionamento dos componentes, já que o subdimensionamento pode aumentar o custo do sistema. O aumento do fator de uso do equipamento quando combinados painéis fotovoltaicos, turbinas eólicas e o eletrolisador, reduz o custo de produção do hidrogênio e o tempo de retorno financeiro de um sistema híbrido, já que a produção total do gás é aumentada. Além disso, a eficiência da produção de hidrogênio é elevada quando comparada com sistemas apenas solares fotovoltaicos ou eólicos (Bernal-Agustín; Dufo-López, 2010; Demirdelen *et al.*, 2020; Ursúa *et al.*, 2016; van der Roest *et al.*, 2020). Diversos artigos foram propostos visando a produção de hidrogênio em sistemas híbridos, com diferentes combinações de fontes renováveis sendo utilizadas.

Em uma análise técnico-econômica de um sistema híbrido composto de painéis fotovoltaicos e turbina eólica, Nasser *et al.* (2022c) comparam o custo, eficiência e produção de hidrogênio a partir das fontes renováveis de cinco cidades no Egito, a partir de diferentes condições climáticas. São encontrados valores de custo de produção de hidrogênio que variam entre 4,54 e 7,48 \$/kgH₂ (Nasser *et al.*, 2022c). De forma similar, a partir de dados de velocidade do vento e radiação solar para a cidade de Alexandria, no Egito, Nasser *et al.* (2022b) realizam um estudo completo da produção do hidrogênio, considerando diferentes cenários de preço de eletricidade e taxa de degradação dos equipamentos. A análise encontra um custo de produção nivelado do hidrogênio que varia entre 3,73 e 4,65 \$/kgH₂ (Nasser *et al.*, 2022b).

Figura 12 - Diagrama esquemático de um sistema renovável híbrido para produção de hidrogênio



Fonte: Nasser *et al.* (2022c).

Com o objetivo de analisar como o fator de utilização do eletrolisador é afetado por diferentes combinações de tecnologias renováveis, entre elas geração eólica, solar fotovoltaica e armazenamento por meio de baterias, Papadopoulos *et al.*

analisam a viabilidade de um sistema híbrido localizado na Bélgica. O cenário que apresenta o menor tempo de retorno financeiro entre os simulados, em torno de 8 anos, caso o hidrogênio seja vendido por pelo menos 5 €/kgH₂, é aquele que obtém maior fator de utilização, com 65,5% (Papadopoulos *et al.*, 2018). Caso o eletrolisador não seja subutilizado, a produção do hidrogênio através da eletrólise da água através de fonte solar fotovoltaica e/ou eólica pode adicionar valor a uma planta de geração renovável. Além disso, caso se deseje alcançar um fator de utilização do eletrolisador de 100%, é necessário um sistema de armazenamento de energia secundário para auxiliar o eletrolisador durante períodos de escassez.

Considerando a produção do hidrogênio para utilização em estações de reabastecimento, Wang *et al.* (2022) propõem um novo método onde o hidrogênio é produzido através de um reator de membrana colaborativo, utilizando energia solar, eólica e biomassa. No sistema proposto, capaz de abastecer 30 veículos diariamente, é obtido um custo nivelado de produção de hidrogênio de 4,16 \$/kgH₂, evidenciando o potencial do sistema para produção distribuída do hidrogênio, o que pode reduzir o custo de transporte do hidrogênio e melhorar a competitividade do mercado de veículos a célula a combustível e estações de reabastecimento (Sun *et al.*, 2019; Wang *et al.*, 2022).

De forma similar, em estudo de viabilidade técnico-econômico realizado na Turquia, Gökçek e Kale (2018) avaliam a instalação de uma estação de reabastecimento de hidrogênio gerado a partir de um sistema híbrido eólico-solar fotovoltaico, com capacidade de abastecer 25 veículos movidos a célula a combustível diariamente. Os resultados comprovam a viabilidade do empreendimento na localidade escolhida, com custo de produção nivelado do hidrogênio entre 7,526 e 7,866 \$/kgH₂, dependendo da configuração do sistema (Gökçek; Kale, 2018).

A partir da demanda de uma comunidade no norte de Camarões, Kapen *et al.* realizam um estudo de viabilidade técnico-econômico com a combinação das fontes solar fotovoltaica e gerador a biogás, produzido a partir do esterco gerado pela intensa atividade pecuária na região. Considerando diferentes cenários de demandas residenciais, são obtidos custos nivelados de produção do hidrogênio que variam entre 0,15 e 7,66 \$/kgH₂, evidenciando a viabilidade da implementação do sistema híbrido (Kapen *et al.*, 2022).

Em estudo que avalia a produção de hidrogênio através de fonte solar fotovoltaica, fonte eólica ou combinação entre as duas, Basu *et al.* simula diferentes cenários para obtenção de menor custo de eletricidade para atendimento da demanda de uma comunidade composta de 150 casas em Lamba, Índia. O hidrogênio é gerado quando há excedente de energia e armazenado em tanques, para futura utilização em células a combustível, com objetivo de estabilizar o sistema desconectado da rede, resolvendo o problema de flutuação das gerações intermitentes. Os resultados

comprovam que o sistema híbrido é o mais econômico, porém o custo ainda é alto devido aos altos investimentos envolvidos (Basu *et al.*, 2021). De forma similar, Duman e Güler (2018) analisam economicamente a utilização de um sistema híbrido composto por painéis fotovoltaicos, turbinas eólicas e célula a combustível para atender a demanda de casas de veraneio, com características de demanda variável durante o ano, desconectadas da rede elétrica, na Turquia. São realizadas simulações para diferentes cenários de ocupação das residências e tipos de armazenamento, sendo por baterias ou hidrogênio. Os resultados mostram que o preço nivelado da eletricidade para sistemas híbridos *off-grid* ainda é maior que comparado ao preço da eletricidade comprada da rede, porém bem menor que anos anteriores. Além disso, devido à maturidade da tecnologia, as baterias são superiores economicamente ao armazenamento de hidrogênio (Duman; Güler, 2018).

A utilização do hidrogênio em veículos movidos a células a combustível é uma excelente alternativa para eletrificação do setor automotivo, com enormes benefícios ambientais, principalmente ligados à redução na emissão de gases de efeito estufa. Porém, para isso, são necessários investimentos em infraestrutura para as estações de reabastecimento de hidrogênio, para que os veículos sejam introduzidos com sucesso no mercado (Mayer *et al.*, 2019). Nesse sentido, de forma a analisar a viabilidade econômica das instalações de reabastecimento, Tang *et al.* (2022) investigam o custo nivelado do hidrogênio para prover o gás para estações em diferentes localidades que apresentam potencial eólico e/ou solar fotovoltaico na Suécia, conectadas ou não à rede elétrica. A partir dos resultados, é possível concluir que a melhor opção para produção de hidrogênio com baixo custo é em empreendimentos conectados à rede elétrica, já que há oportunidade de venda da energia para a rede. Considerando o armazenamento do hidrogênio, é evidenciado a importância do estudo do tema em análises econômicas, já que representa uma parte substancial do investimento inicial. Visando a diminuição da capacidade de armazenamento, e a subsequente diminuição no custo nivelado do hidrogênio, a combinação entre as fontes solar fotovoltaica e eólica apresenta ótimos resultados (Tang; Rehme; Cerin, 2022).

3.5. Energia Nuclear

As usinas nucleares utilizam o processo de fissão nuclear para geração de energia elétrica. A fissão nuclear consiste na divisão do núcleo de um átomo em duas ou mais partículas, onde os átomos sofrem uma pequena perda de massa que se transforma em uma grande quantidade de energia, de acordo com o princípio de Albert Einstein, que relaciona as variáveis de energia, massa e velocidade da luz no vácuo. Essa energia emitida é transferida na forma de calor para uma massa de água, que evapora e produz vapor, que então é direcionado a uma turbina para geração de energia elétrica.

A parte central de uma usina nuclear é o seu reator, que é onde se encontram o combustível nuclear, o sistema refrigerante, as barras de controle, entre outros materiais necessários para o funcionamento seguro da instalação. O combustível nuclear deve ser um átomo instável, que sofre fissão ao colidir com um nêutron, liberando energia. A grande maioria das usinas utiliza o urânio enriquecido como combustível (Degueldre; Dawson; Najdanovic-Visak, 2019). Como as reservas de urânio são limitadas, a energia nuclear é considerada uma fonte de energia não renovável, diferentemente da energia solar e energia eólica. Apesar disso, é considerada uma fonte de energia limpa, já que não emite poluentes responsáveis pela diminuição da qualidade do ar e acidificação. Porém, o risco de acidentes nucleares, o gerenciamento dos resíduos radioativos e problemas nos locais de mineração, limitam as vantagens desse tipo de geração de energia (Alam; Sarkar; Chowdhury, 2019; Tripathi, 2023). Durante a vida útil da planta de geração nuclear, o equivalente de dióxido de carbono emitido por unidade de eletricidade produzida é comparável a usinas eólicas, e apenas um terço das emissões de plantas solares. Além disso, as usinas nucleares podem gerar energia ininterruptamente, podem atender às flutuações de demanda de energia e prover estabilidade às redes elétricas, especialmente aquelas que possuem uma grande porcentagem de fontes renováveis (Mathew, 2022). Atualmente, a energia nuclear é responsável por 10% da matriz elétrica mundial, possuindo enorme relevância em países como os Estados Unidos, França e China. Logo, a produção do hidrogênio através de energia nuclear atrai bastante interesse desses países.

O hidrogênio gerado a partir de usinas nucleares é comumente chamado de hidrogênio roxo, e pode ser obtido a partir da eletrólise da água e ciclos termoquímicos. A produção desse gás pode auxiliar as plantas nucleares na redução do curtailment e promover maior armazenamento de energia quando o armazenamento entre estações é necessário. Segundo estudo publicado por Scamman e Newborough (2016), caso haja um aumento progressivo na instalação de eletrolisadores até a capacidade de 20 GW em 2050 nas usinas nucleares pela França, a energia excedente das usinas já é capaz de produzir a quantidade de hidrogênio necessária para atender a demanda prevista de combustíveis no setor de mobilidade para o ano (Scamman; Newborough, 2016).

Considerando a produção de hidrogênio a partir de duas plantas nucleares que serão construídas na Turquia, Sorgulu e Dincer (2018) avaliam o custo do hidrogênio a partir de diferentes cenários para geração, armazenamento e transporte. São encontrados valores que variam entre 3,18 e 6,17 \$/kgH₂. A melhor solução encontrada é o transporte do gás comprimido através de gasodutos (Sorgulu; Dincer, 2018).

Utilizando métodos de eletrólise de alta temperatura, Nadaleti *et al.* (2022) avaliam a produção de hidrogênio a partir do potencial de energia desperdiçada em

plantas nucleares no Brasil. Na planta de produção de hidrogênio estipulada, a energia térmica e elétrica para eletrólise de alta temperatura são supridos pela usina nuclear. São estimados custos do hidrogênio entre 1,1 e 1,8 €/kgH₂, considerando uma planta de 500 MW dedicada a produção de hidrogênio (Nadaleti; de Souza; de Souza, 2022).

Em estudo que constrói um modelo probabilístico técnico-comercial para uma planta de eletrólise da água conectada a uma usina nuclear, são analisadas as diferentes incertezas na produção do hidrogênio a partir dessa fonte. Para isso, são utilizados modelos estatísticos e técnicas para análise de diferentes cenários possíveis. O custo nivelado de produção de hidrogênio encontrado varia conforme capacidade do eletrolisador, seja ele alcalino ou de membrana de prótons, com valor mais baixo de 6,385 +- 1,051 \$/kgH₂ e 6,664 +- 1,057 \$/kgH₂, encontrado para um eletrolisador de 5 MW alcalino e PEM, respectivamente. A partir da análise probabilística, é constatado que há menos de 0,1% de probabilidade de alcançar a meta amplamente divulgada de custo de longo prazo de 1 a 2 \$/kgH₂ com a atual escala, tempo de vida e custos das tecnologias de eletrolisador de água em escala comercial (capital e custos operacionais). Logo, essa é a área onde mais esforços são requeridos para viabilizar a produção de hidrogênio de baixo carbono, seja ele gerado por energia nuclear ou renováveis, o que inclui desenvolvimento de componentes mais baratos e com maior vida útil e aumento da produção de equipamentos para se beneficiar da economia de escala (Bhattacharyya *et al.*, 2023).

As usinas nucleares podem auxiliar na produção de hidrogênio limpo não apenas a partir da energia elétrica excedente para eletrólise da água, mas também a partir da utilização do calor gerado pelos reatores nucleares para diferentes processos termoquímicos, como por exemplo o ciclo Enxofre-Iodo (Pinsky *et al.*, 2020). A partir da identificação de diversos estudos e projetos de produção de hidrogênio em larga escala acoplados a energia nuclear e solar, Gabriel *et al.* (2022) analisam técnico-economicamente as tecnologias mais promissoras. Como conclusão, é encontrado que a eletrólise acoplada a plantas nucleares já existentes é o caminho mais econômico para produção de hidrogênio limpo (Gabriel; El-Emam; Zamfirescu, 2022).

3.6. Biomassa/Biogás

A biomassa é um recurso renovável que tem ganhado cada vez mais importância no mundo, especialmente como uma alternativa mais limpa aos combustíveis fósseis. Ela é composta por materiais orgânicos, como resíduos agrícolas, madeira, resíduos de alimentos e esgoto, entre outros. Uma das principais vantagens da biomassa é que ela pode ser convertida em energia térmica, elétrica e combustível, com baixas emissões de gases de efeito estufa. Além disso, a utilização da biomassa pode ajudar a reduzir a dependência de fontes de energia importadas e promover a segurança energética. Outra vantagem é a possibilidade de produção

local, o que pode gerar empregos e desenvolvimento econômico nas regiões produtoras. Além disso, a utilização da biomassa pode ajudar a reduzir a poluição do ar e a melhorar a qualidade do solo, uma vez que os resíduos orgânicos são reciclados e utilizados para produzir energia (Brandão; Gonçalves; Santos, 2021). No mundo, a utilização da biomassa para produção de energia tem crescido rapidamente. Segundo dados da IRENA (2019), a biomassa representou cerca de 9% da capacidade de geração de energia renovável instalada em todo o mundo em 2019.

Em estudo para dois diferentes cenários nos Estados Unidos, Song e Ozkan (2010) avaliam diferentes parâmetros que alteram o custo do hidrogênio produzido a partir da reforma a vapor do etanol, com valores de custo nivelado de produção de hidrogênio diferentes para plantas com diferentes capacidades. Com o aumento da capacidade de produção de hidrogênio da planta de 1500 kg/dia para 15000 kg/dia, o preço de venda do hidrogênio diminui de 4,27 para 2,69 \$/kgH₂. Além disso, é concluído que o custo de matéria-prima tem um efeito significativo no preço final para comercialização do hidrogênio (Song; Ozkan, 2010).

Além do processo de reforma a vapor, o etanol pode passar por diferentes processos para obtenção do hidrogênio, como por exemplo a partir de desidrogenação do composto para acetaldeído ou acetato de etila, produtos químicos com grandes aplicações industriais (Carotenuto *et al.*, 2013). Dessa forma, um estudo conduzido na Tailândia compara os custos de produção de hidrogênio a partir do etanol. A reforma a vapor do etanol se apresenta como mais econômica, com custo de 1,58 kg/H₂, enquanto a desidrogenação apresenta custos de 1,97 e 3,24 \$/kgH₂ (Khamhaeng *et al.*, 2021).

4. CUSTO NIVELADO DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO

O custo nivelado de hidrogênio (*Levelized Cost of Hydrogen*, LCOH) é uma métrica crucial para avaliar a viabilidade econômica da produção de hidrogênio. Esse indicador calcula o custo médio por unidade de capacidade (kg H₂), levando em consideração todos os gastos ao longo do ciclo de vida do projeto, incluindo investimentos iniciais, operacionais e de manutenção (Viktorsson *et al.*, 2017). O LCOH é uma interessante forma de comparar diferentes empreendimentos, obtendo uma boa estimativa de custos que auxilia investidores, tanto domésticos ou internacionais, em tomadas de decisão. Além disso, a utilização desta métrica estabelece uma referência global de custos, permitindo análises comparativas que revelam como as diferentes distribuições de vento ou irradiação solar, custos de energia e infraestrutura ou mesmo suporte político podem alterar o custo final do hidrogênio.

Após a investigação de diversos estudos de sistemas para produção de hidrogênio, são obtidos os custos nivelados de hidrogênio descritos na tabela 4.

Tabela 4 - Comparação do custo nivelado de produção de hidrogênio de diferentes estudos

Referência	Tecnologia	Localidade	LCOH (\$/kgH ₂)
(Restrepo <i>et al.</i> , 2022)	CSP	Brasil	4,32 – 4,55
(Grube <i>et al.</i> , 2020)	CSP	EUA	5
(Gutiérrez-Martín; Amodio; Pagano, 2021)	PV	Espanha	6,52 – 7,61
(Olateju; Kumar; Secanell, 2016)	Eólica <i>Onshore</i>	Canadá	3,37 - 9
(Douak; Settou, 2015)	Eólica <i>Onshore</i>	Argélia	1,21
(Rezaei; Naghdi-Khozani; Jafari, 2020)	Eólica <i>Onshore</i>	Afeganistão	2,12 – 2,26

(Khouya, 2020)	Eólica <i>Onshore</i> / CSP	Marrocos	2,36 – 2,66
(Almutairi <i>et al.</i> , 2022)	Eólica <i>Onshore</i>	Irã	0,906 – 6,81
(Mohsin; Rasheed; Saidur, 2018)	Eólica <i>Onshore</i>	Paquistão	5,3 – 5,8
(Rodríguez <i>et al.</i> , 2010)	Eólica <i>Onshore</i>	Argentina	3,10 – 7,21
(Koholé <i>et al.</i> , 2023)	Eólica <i>Onshore</i>	Camarões	4,38 – 6,51
(Ayodele; Munda, 2019)	Eólica <i>Onshore</i>	África do Sul	1,4 – 39,55
(Franco <i>et al.</i> , 2021a)	Eólica <i>Offshore</i>	Irlanda	5,4
(Dinh <i>et al.</i> , 2021)	Eólica <i>Offshore</i>	Portugal	2,17 – 5,35
(Jovan; Dolanc; Pregelj, 2022)	Hídrica	Eslovênia	3,93 – 10,45
(Nasser <i>et al.</i> , 2022c)	PV + Eólica	Egito	4,54 – 7,48
(Nasser <i>et al.</i> , 2022b)	PV + Eólica	Egito	3,73 – 4,65
(Gökçek; Kale, 2018)	PV + Eólica	Turquia	7,53 – 7,87
(Wang <i>et al.</i> , 2022)	Eólica + Biomassa	China	4,16
(Kapen <i>et al.</i> , 2022)	PV + Biogás	Camarões	0,15 – 7,66

(Sorgulu; Dincer, 2018)	Nuclear	Turquia	3,18 – 6,17
(Nadaleti; de Souza; de Souza, 2022)	Nuclear	Brasil	1,1 – 1,8
(Song; Ozkan, 2010)	Etanol	EUA	2,69 – 4,27
(Khamhaeng <i>et al.</i> , 2021)	Etanol	Tailândia	1,58 – 3,24

Fonte: Elaboração própria (2024).

Diante dos valores encontrados nos estudos, há uma grande competitividade do hidrogênio de baixa emissão com hidrogênio produzido a partir do gás natural com CCUS atualmente. Além disso, pode-se constatar as diversas regiões do mundo onde são realizados os estudos, com preços compatíveis mesmo em países com baixíssima participação na matriz energética mundial. Esses estudos promovem também diferentes formas de consumo do hidrogênio, inserindo o gás em diversos setores importantes na descarbonização mundial, utilizando-o tanto para armazenamento a longo prazo em regiões ou comunidades isoladas, quanto no transporte veicular, público e naval ou para aquecimento domiciliar. Isso evidencia a capacidade do hidrogênio de diminuir a dependência mundial, tanto econômica quanto política, dos combustíveis fósseis.

Quando comparadas às tecnologias intermitentes de geração de energia elétrica, os menores valores de LCOH são encontrados em sistemas que utilizam a energia eólica em terra como fonte para eletrólise da água. Ainda assim, muitas das variáveis que devem ser inseridas no cálculo do custo nivelado do hidrogênio são estimativas de outros estudos, como por exemplo investimentos iniciais para compra e instalação de turbinas, custos de operação e manutenção, causando incerteza no custo final.

Nos estudos de sistemas híbridos também é possível encontrar algumas lacunas, que podem gerar incertezas no custo final de produção de hidrogênio. No caso do sistema híbrido solar fotovoltaico e biomassa, é considerado um custo nulo na obtenção da biomassa, já que ela é obtida através de resíduos da atividade pecuária da região (Kapen *et al.*, 2022). Porém, deve ser estipulado um risco e custo inerte ao suprimento desses resíduos, já que ao longo da vida útil do empreendimento a atividade pecuária da região pode ser alterada ou mesmo extinguida, podendo causar problemas de viabilidade técnica e econômica ao sistema. A reforma a vapor

do etanol apresenta baixos custos de produção do hidrogênio, com valores próximos aos encontrados a partir da reforma de gás natural, sendo uma excelente alternativa para produção de hidrogênio a curto e médio prazo.

Os estudos que calculam os custos de produção de hidrogênio a partir das usinas nucleares obtêm valores próximos ou até mesmo menores ao do gás natural com CCUS, porém ainda não há uma definição de certificação internacional que garanta a elegibilidade deste tipo de produção de hidrogênio como de baixa emissão, apesar de ter um ciclo de vida considerado de baixo carbono.

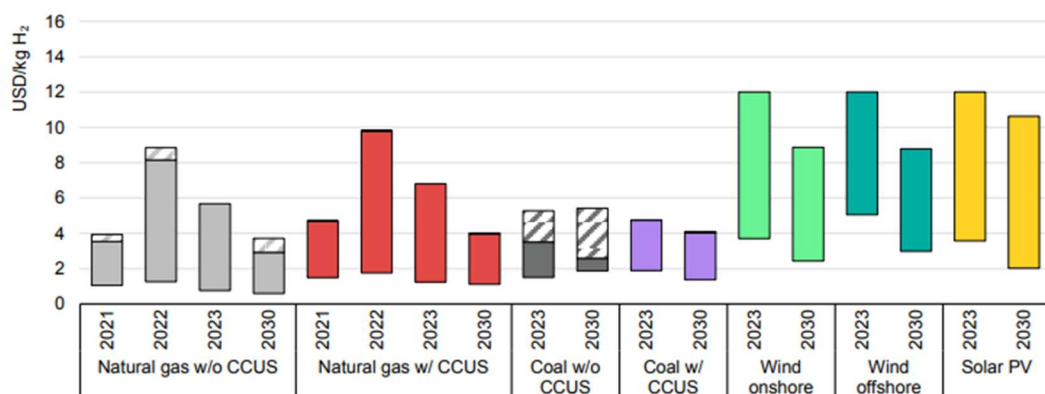
Além dos artigos publicados em revistas científicas, há importantes estudos produzidos por empresas e consultorias que apresentam o custo de produção de hidrogênio para diferentes partes do mundo. Em estudo publicado pela Clean Energy Latin America, uma assessoria financeira e consultoria estratégica que auxilia empresas e investidores na transição energética, com foco na América Latina, são encontradas projeções de custo de produção do hidrogênio no Brasil entre 3,45 e 6,16 \$/kgH₂, dependendo da localização dos projetos (Clean Energy Latin America, 2024). De forma similar, a WWF Brasil, organização não-governamental brasileira, publicou um trabalho que avalia o custo de produção do hidrogênio e a emissão de CO₂ pelas rotas de eletrólise da água via energia eólica, via energia solar fotovoltaica ou a partir da reforma a vapor do etanol no país. São encontrados custos de produção de hidrogênio de: 5,93 \$/kgH₂ para eletrólise a partir da energia eólica; 7,39 \$/kgH₂ para reforma a vapor do etanol; e 9,52 \$/kgH₂ para a eletrólise a partir da energia solar (WWF-Brasil, 2023). Através de uma análise do ciclo de vida (LCA) das diferentes rotas tecnológicas, obtém-se que a eletrólise da água a partir da energia eólica é a menor emissora de CO₂ na atmosfera, seguida da reforma a vapor do etanol. A utilização de energia solar fotovoltaica para produção de hidrogênio apresenta o maior valor de LCA entre as rotas, grande parte associada aos materiais e processos necessários para produção do sistema de geração.

Vale ressaltar que o custo de produção do hidrogênio a partir do gás natural também pode variar devido a problemas de fornecimento ou aumento no custo do gás, tornando a tecnologia de eletrólise ainda mais competitiva economicamente. Com a diminuição dos custos de energias renováveis e dos equipamentos associados à tecnologia, o hidrogênio produzido a partir da eletrólise tem potencial para se tornar o mais barato e mais dominante no mercado mundial nos próximos anos.

No estudo publicado pela Agência Internacional de Energia (2024), são apresentados os custos de produção de hidrogênio a partir de diferentes fontes, onde é possível ver a diminuição considerável nos custos do hidrogênio produzido a partir de energias renováveis, principalmente da energia eólica *offshore*. A produção a partir da energia solar fotovoltaica continua com valor mais elevado, já que o fator de

capacidade é mais baixo comparado as demais tecnologias, conforme apresentado na figura 13.

Figura 13 - LCOH por método de produção, 2023 e 2030, considerando o Cenário Net Zero Emissions by 2050



Fonte: IEA (2024b).

5. METODOLOGIA PROPOSTA

A metodologia empregada nesse estudo consiste em encontrar o custo nivelado de produção de hidrogênio produzido a partir da energia solar fotovoltaica ou a partir da energia comprada através de contratos com geradores no mercado livre de energia no sistema brasileiro, considerando diferentes cenários de isenção de impostos e incentivos financeiros. As simulações de viabilidade técnico-econômica com o intuito de encontrar o custo nivelado de produção do hidrogênio, em \$/kgH₂, foram realizadas na ferramenta computacional H2A-Lite: Hydrogen Analysis Lite Production Model, criada pelo Laboratório de Energia Renovável dos Estados Unidos (National Renewable Energy Laboratory, 2025).

No H2A-Lite, os usuários podem fornecer um número mínimo de informações para produzir estimativas sobre capital e operações. Além disso, o modelo permite que os usuários substituam os valores padrão da tecnologia para se adaptarem a escalas tecnológicas específicas ou a preços regionais de energia. Como resultado, o H2A-Lite fornece um detalhamento de custos a partir de uma análise financeira rigorosa, bem como características de emissões de gases de efeito estufa e de poluentes. As projeções de preço para energia e matéria-prima baseiam-se no Annual Energy Outlook 2022 da Energy Information Administration, caso de referência AEO2022 (EIA, 2022).

A ferramenta utiliza o modelo de fluxo de caixa descontado para estimar o investimento em um projeto, baseando-se no fluxo de caixa futuro, considerando taxas e juros. Com a utilização dessa ferramenta, é possível a simulação da produção de hidrogênio de baixo carbono considerando diversas rotas tecnológicas, por meio de especificações de custos de sistemas fornecidos pelo usuário. O modelo utiliza padrões contábeis US GAAP (Princípios Contábeis Geralmente Aceitos), que são os princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos. fundamentais para garantir a precisão e a transparência necessárias para operar eficazmente em diferentes regimes regulatórios e culturais (Stanko; Zeller, 2010). No Brasil, é utilizado o sistema BR GAAP, e a principal diferença é no enfoque das normas e na forma como os relatórios financeiros são apresentados. O sistema brasileiro é mais flexível e alinhado com as normas do IFRS (*International Financial Reporting Standards*). Apesar das diferenças, para empresas que operam internacionalmente é comum que elas precisem adaptar ou reconciliar suas demonstrações para atender ambos os padrões.

Essa ferramenta é projetada para utilização no Microsoft Excel, possuindo cinco abas, sendo quatro delas para modelagem dos componentes: H2ALite, Interface, Overrides e Report Tables. A aba Description descreve o modelo utilizado, apresenta o histórico de revisões da ferramenta e acordo de licença de usuário final. Entre as quatro abas de modelagem, a principal aba utilizada é H2ALite, que permite

ao usuário selecionar as tecnologias de produção de interesse, manipular componentes de custos e parâmetros de performance, além de examinar os resultados e custo final. As outras abas fornecem informações financeiras mais detalhadas, como detalhes de custos anuais de matérias-primas, utilização de equipamentos, balanços patrimoniais e demonstração do fluxo de caixa durante a vida útil do projeto. Como resultado das simulações, são obtidas importantes métricas para avaliação de um investimento. Na figura 14, são apresentadas a disposição das abas da ferramenta computacional.

Figura 14 - Descrição das abas da ferramenta computacional H2ALite

H2A-Lite: Hydrogen Analysis - Lite

1 Select H₂ production technology pathway →

Biomass Coal+CCS Grid PEM Solar PEM Wind PEM

Description: The modeled system is a standalone solar powered PEM electrolyzer with collaborators (KIC) with commercial experience in PEM electrolysis and brief system an Solar power is purchased via utility-scale PPA and electricity is used at the capacity fact

2 Analysis inputs

	H2A default & estimates	3 E yellow
Specify production nameplate capacity [kg/d]	56.500	
Desired startup year		

Technology estimation

Total installed capital cost [2022\$]	\$ 10.850.466	\$
Fixed OpEx w/o replacements [2022\$/year]	\$ 529.159	\$
Variable OpEx [2022\$/kg H ₂]	\$ 0,033	
System life [years]	40	
Utilization [%]	27%	

< > Description **H2ALite** Interface Overrides Report Tables

Fonte: Elaboração própria (2024).

Para avaliar o sucesso de um investimento, deve ser selecionado um critério para essa avaliação. Há diversas formas de avaliar a performance de um projeto, desde identificação de barreiras que possam ameaçar o processo até avaliações econômicas (Žižlavský, 2014). A técnica de avaliação econômica mais popular é a métrica do Valor Presente Líquido.

O Valor Presente Líquido (VPL), consiste em descontar todos os fluxos de caixa futuros (tanto de entrada ou saída) resultantes do projeto, considerando um certo valor de taxa de juros. Ele representa a diferença entre o valor presente dos fluxos de caixa futuros esperados e um valor inicial investido. Caso o valor obtido seja maior que zero, o projeto é viável, já que gera retorno acima do custo de oportunidade.

Dessa forma, o estudo em questão teve como foco realizar simulações considerando duas formas diferentes de produção de hidrogênio: Fonte solar fotovoltaica ou através da energia da rede, comprada a partir de contratos no Mercado Livre de Energia. Ambas utilizam eletrolisador do tipo PEM para produção do hidrogênio, em um cenário de produção de 730 toneladas de hidrogênio por ano (2000 kg/dia). Esse cenário de demanda de hidrogênio foi pensado considerando a produção de hidrogênio para venda para indústrias de fertilizantes nitrogenados, já que atualmente, o Brasil consome aproximadamente 145 mil toneladas de hidrogênio por ano para produção de amônia. Como cerca de 80% dos fertilizantes utilizados na demanda interna são importados, há grande potencial para aumento da produção local utilizando hidrogênio de baixo carbono. Considerando que o Brasil deverá responder por quase metade da produção mundial de alimentos nos próximos anos, a dependência de fertilizantes se torna ainda mais agravante.

Em dezembro de 2021, foi publicado o Plano Nacional de Fertilizantes 2050: Uma estratégia para os Fertilizantes no Brasil, pela Secretaria Especial de Assuntos Estratégicos (SAE-PR), com intuito de desenvolver metas para que o Brasil se torne menos dependente das importações de fertilizantes nitrogenados. Esse plano tem conexão com o Programa Nacional de Hidrogênio, estabelecido pela Resolução CNPE nº 6/2021, já que o hidrogênio produzido a partir da eletrólise da água pode prover matéria-prima para as Fábricas de Fertilizantes Nitrogenados, o que reduziria seu custo devido à remoção do módulo de reforma a vapor, podendo também reduzir o preço dos fertilizantes produzidos e a pegada de carbono destes (BRASIL, 2022).

No geral, os incentivos para um típico projeto de energia solar fotovoltaica no Brasil podem reduzir em média 20% do CAPEX, com as principais reduções sendo resultantes de isenções de taxas de importação e ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços), particularmente muito importantes para projetos de geração distribuída. Para projetos de maior porte, o impacto pode ser um pouco menor já que esses projetos podem procurar componentes produzidos localmente para se qualificar no financiamento do BNDES.

Para projetos de produção de hidrogênio renovável, essa diminuição do CAPEX através de incentivos pode ser ainda maior, já que é um setor relativamente novo e com custos elevados, que necessita de auxílios governamentais para tornar o hidrogênio produzido através de fontes renováveis competitivo no mercado. Os principais incentivos que podem ser citados são descritos:

a) o PL 3027/2024, aprovado em setembro de 2024, cria um programa de créditos fiscais de até R\$ 18 bilhões para produtores e consumidores de hidrogênio de baixo carbono no Brasil, que poderá ser concedido no período de 2028 até 2032, distribuindo esse valor de forma crescente ao longo dos anos. Esses créditos reduzem diretamente as taxas pagas pelos desenvolvedores dos projetos,

efetivamente reduzindo o desembolso de caixa necessário para financiar o projeto (BRASIL, 2024c).

b) o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social oferece financiamentos a menores custos para projetos de energia renovável que utilizam uma porcentagem mínima de equipamentos ou serviços produzidos nacionalmente. Apesar de não reduzir diretamente o CAPEX de um projeto, reduz o custo de capital efetivo, além de evitar taxas de importação de produtos que vêm de fora do país.

Dessa forma, foram realizadas simulações com alterações no incentivo de CAPEX. Os incentivos para construção de plantas de produção de hidrogênio renovável no Brasil podem chegar até 40% do CAPEX, através das reduções citadas. Logo, foram supostos três diferentes cenários de redução do CAPEX devido a incentivos, variando de 20 a 40%. No *software*, essa porcentagem é considerada um incentivo único para compensar uma fração do custo de capital inicial.

6. ANÁLISE DOS RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos para os diferentes cenários utilizados, sendo os principais: custo nivelado de produção de hidrogênio (LCOH), Valor Presente Líquido (VPL) e tempo de retorno de investimento.

As principais características da planta utilizada estão descritas na tabela 5. São incluídas expectativa de vida útil da planta, ano desejado de início de operação do empreendimento e número de horas operacionais durante o ano, além de variáveis financeiras. Considerando a energia requerida para produzir 1 kg de H₂, baseado no poder calorífico inferior do hidrogênio de 55 kWh/kgH₂, uma demanda fixa de produção de hidrogênio diária e tempo operacional da planta, é possível encontrar a energia requerida anualmente para produção do hidrogênio, e dessa forma a capacidade em MW do eletrolisador necessária.

Para realização de todas as simulações alguns valores foram fixados considerando informações do cenário brasileiro. Os valores foram: taxa de juros, taxa de impostos, ROE (retorno sobre o patrimônio), ano de início de operação, custo de eletricidade industrial, modelo e período de depreciação. A taxa de juros foi definida como a taxa SELIC para o início do ano de 2025, em 13,25% (Banco Central do Brasil, 2025). A taxa de impostos foi fixada em 34%, considerando os impostos de: 15% de IRPJ (Imposto sobre a renda das pessoas jurídicas), 10% de sobretaxa para empresas com lucros tributáveis acima de R\$ 240.000,00 e 9% de CSLL (Contribuição Social sobre o Lucro Líquido). Essas são variáveis muito importantes para a avaliação de um investimento, já que influenciam diretamente o WACC (Custo Médio Ponderado de Capital). O ano de início de operação do empreendimento foi estipulado como 2030, com início do projeto em 2027, e o custo da eletricidade industrial considerado como um valor próximo do Preço de Liquidação de Diferenças, que será introduzido no próximo capítulo.

O modelo de depreciação utilizado é o de depreciação linear, com período de depreciação em 10 anos. A depreciação considera a perda do valor de um determinado ativo de maneira uniforme ao longo do tempo.

O ROE é uma métrica utilizada para medir a rentabilidade de um investimento em relação ao capital próprio investido. A partir de estudo publicado pelo Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), é obtido um valor de ROE na ordem de 12,31% a.a. no segmento de energia renovável. Caso seja opte por uma ótica mais conservadora de forma a subsidiar o segmento no país, esse valor pode chegar a 15,6% (Rocha; Gutierrez; Hauser, 2012).

O WACC pode ser definido como a taxa de retorno média que uma empresa ou projeto precisa obter para remunerar seus financiadores (investidores e credores). É um componente crítico na teoria financeira moderna para decisões de

investimentos, previsões de lucros e melhoria da eficiência de um projeto (Bruner *et al.*, 1998). A determinação do WACC para projetos de produção de hidrogênio renovável depende de vários fatores, como tamanho e localização do projeto, estrutura financeira, além de aspectos tecnológicos. Devido ao maior risco e incertezas associadas a essa tecnologia, o custo de capital para esses projetos é tipicamente mais elevado quando comparado a projetos tradicionais com utilização de combustíveis fósseis (Saygin; Lee, 2023).

Em um artigo científico publicado pelo Instituto de Energia da PUC (Moresco, 2022), é realizada uma análise de cinco projetos de geração eólica em fase final de desenvolvimento ou implantação, por quatro importantes players no mercado brasileiro, e considerando custos de CAPEX e OPEX, indicadores financeiros, fontes de financiamento e encargos setoriais, com intuito de avaliar a rentabilidade desses projetos. O WACC dessas empresas foi estimado em valores que variam de 9,37 a 11,59%. Logo, para esse artigo, o WACC calculado considerando ROE, Dívida/Capital, tipo e período de depreciação, fica próximo do estipulado para o cenário brasileiro, em torno de 11,5%.

Apenas uma variável financeira não foi alterada no padrão estipulado pela ferramenta para a simulação: índice Dívida/Capital. O índice Dívida/Capital mede a dívida total da empresa em relação ao valor originalmente investido pelos proprietários e aos lucros que foram retidos ao longo do tempo, e foi mantido fixado no valor de 1,5.

Tabela 5 - Valores Fixados para simulação H2ALite

Valores Fixados	
Ano de início de operação	2030
Ano Base Dólar	2022
Vida útil do sistema (anos)	25
Taxa de juros (%)	13,25
Taxa de impostos (%)	34
Custo de Eletricidade Industrial (\$/kWh)	0,02
ROE (%)	15,6
WACC (%)	11,5
Índice Dívida/Capital	1,5
Modelo de Depreciação	Linear
Período de Depreciação (anos)	10

Fonte: Elaboração própria (2024).

6.1. Simulação Solar H2

Para a simulação da viabilidade econômica de uma planta solar, a unidade de eletrólise utiliza água deionizada e eletricidade gerada pela planta fotovoltaica para eletrólise. Como o eletrolisador utilizado para as simulações é do tipo PEM, não foi considerada a utilização de sistema de armazenamento de energia. Logo, foi estipulada uma capacidade de eletrolisador um pouco acima do necessário para produção da energia anual, em 20 MW, considerando que podem ser utilizados eletrolisadores de menor potência em paralelo para aumentar a confiabilidade do sistema e otimizar a produção de hidrogênio, já que eletrolisadores com menor capacidade vão atingir sua potência nominal mais frequentemente. É considerado um fator de utilização dos eletrolisadores de 25%, supondo que a planta gera em potência pico durante 6h/dia, totalizando 2190 horas operacionais anuais. Por fim, é suposta uma capacidade fotovoltaica 25% acima da capacidade de eletrolisador utilizada, para garantir que seja produzida a quantidade de energia necessária para demanda de hidrogênio. Com isso são obtidas as seguintes informações de capacidades da planta fictícia, apresentadas na tabela 6.

Tabela 6 - Informações da planta de produção de hidrogênio

Produção diária de hidrogênio (kg/dia)	Produção anual de hidrogênio (kg/ano)	Energia anual para produção de hidrogênio (MWh/ano)	Capacidade de Eletrolisador necessária (MW)	Capacidade de Eletrolisador Utilizada	Capacidade Solar Fotovoltaica instalada (MW)
2000	730000	40515	18,5	20	25

Fonte: Elaboração própria (2025).

Com essas informações de capacidade em MW da planta, são obtidos os custos de CAPEX e OPEX. Esses valores foram obtidos através de revisão bibliográfica, e estimação de valores que se encaixam no mercado brasileiro, conforme tabela 7.

Tabela 7 - Valores de Custos (\$/kW) e Fator O&M (%/ano)

Estudo	Custo Eletrolisador PEM (euros/kW)	Fator O&M em relação ao CAPEX (%/ano)
(Grube <i>et al.</i> , 2020)	600	2
(Bertuccioli <i>et al.</i> , 2014) em 2025	870	02 a 05
(Bertuccioli <i>et al.</i> , 2014) em 2030	760	02 a 05

Fonte: Elaboração própria (2025).

Logo, foi considerado um valor de 630 \$/kW de CAPEX e um fator O&M em relação ao CAPEX de 4% para a unidade de eletrólise. Os custos de CAPEX do sistema solar fotovoltaico foram estimados em 830 \$/kWp e O&M de 2%/ano, considerando estudos internacionais e estimações de custos no Brasil. O balanço de

planta (BoP) é um termo que se refere para os diferentes equipamentos e componentes auxiliares de um projeto de engenharia. Esses custos de BoP são estimados em 30% do CAPEX do sistema de eletrólise e do fotovoltaico, e além dele são inseridos os custos de inversores/componentes eletrônicos, que neste estudo, foram supostos em 100 \$/kWp e 2%/ano. Os custos totais para simulação considerando a utilização de energia solar fotovoltaica são descritos na tabela 8.

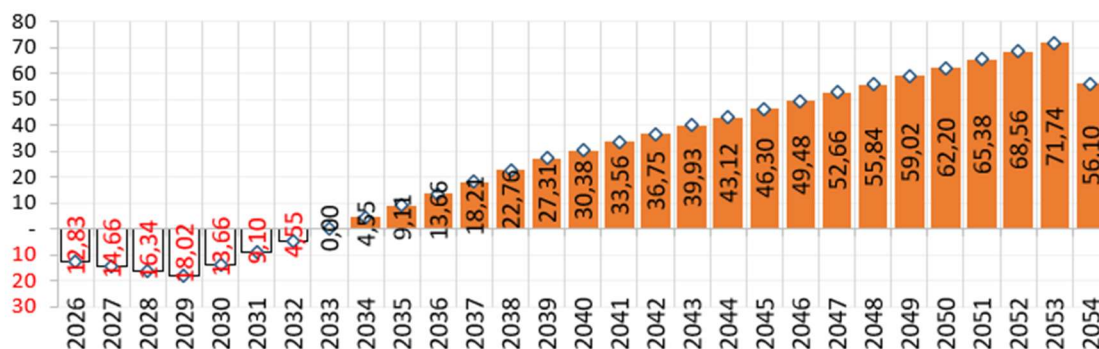
Tabela 8 - Custos da simulação Solar H2

Capacidade de produção diária 2000 kg/dia	
Custos PEM	
CAPEX (630 \$/kW)	\$ 12.600.000,00
O&M (4%)	\$ 504.000,00
Custos SOLAR	
CAPEX (830 \$/kWp)	\$ 15.750.000,00
O&M (2%)	\$ 315.000,00
Custos Inversores / Componentes Eletrônicos	
CAPEX (100 \$/kWp)	\$ 2.500.000,00
O&M (2%)	\$ 50.000,00
TOTAL	
SOLAR BoP (30%)	\$ 9.255.000,00
TOTAL CAPEX	\$ 40.105.000,00
SOLAR O&M	\$ 869.000,00

Fonte: Elaboração própria (2025).

A primeira simulação realizada considerou uma taxa de redução do CAPEX em 20%, encontrando um valor de 11,58 \$/kgH₂. O fluxo de caixa cumulativo do investidor em milhões de dólares é mostrado na figura 15.

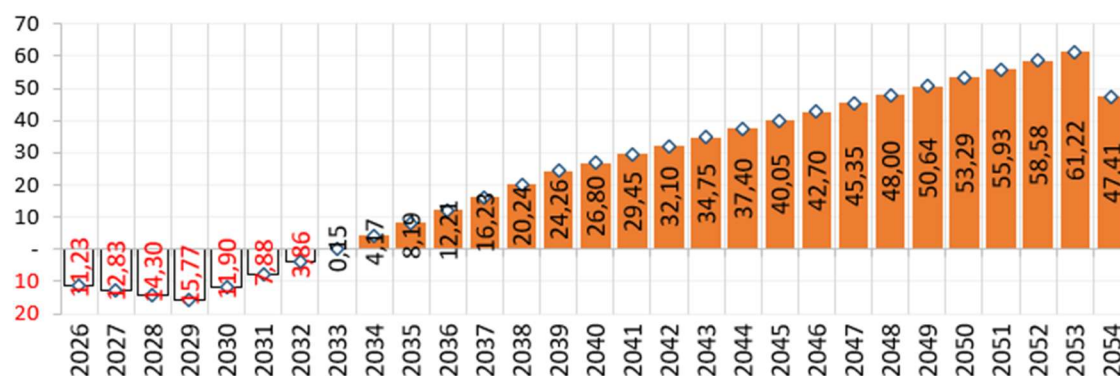
Figura 15 - Fluxo de caixa cumulativo de investidor para o cenário de redução de 20% do CAPEX (Solar H2) em milhões



Fonte: Elaboração própria (2025).

Considerando uma redução no CAPEX de 30% através dos incentivos, o custo nivelado de produção de hidrogênio diminuiu para 10,04 \$/kgH₂, com fluxo de caixa representado na figura 16.

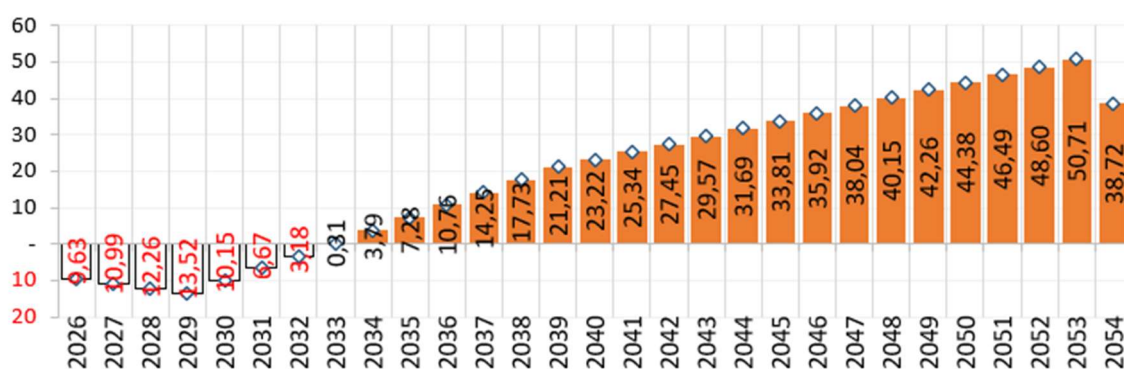
Figura 16 - Fluxo de caixa cumulativo de investidor para o cenário de redução de 30% do CAPEX (Solar H₂)



Fonte: Elaboração própria (2025).

Por fim, considerando uma redução no CAPEX de 40%, foi encontrado um valor de 8,49 \$/kgH₂, com fluxo de caixa cumulativo conforme figura 17.

Figura 17 - Fluxo de caixa cumulativo de investidor para o cenário de redução de 40% do CAPEX (Solar H₂)



Fonte: Elaboração própria (2025).

Através dos gráficos de fluxo de caixa acumulado de cada simulação, é importante notar que conforme o custo de produção do hidrogênio diminui, o lucro final também diminui. Isso ocorre, pois, a ferramenta computacional calcula o fluxo de caixa considerando que o hidrogênio está sendo vendido pelo valor de produção. Ou seja, no caso que a produção de hidrogênio tem um custo de 10,04 \$/kgH₂, a venda está sendo realizada também por esse valor, com o VPL igual a zero.

6.2. Simulação GRID H2

O hidrogênio produzido a partir da energia oriunda da rede do Sistema Interligado Nacional pode ser considerado renovável caso considerado alguns modelos de certificação de hidrogênio, já que o Brasil possui uma matriz elétrica com participação renovável acima de 85%. Grande parte dos modelos de certificação de hidrogênio renovável não solicitam um selo de Garantia de Origem ou contrato que foi firmado entre os agentes envolvidos na negociação, para garantir que a energia elétrica adquirida no mercado livre é renovável, sendo opcional esse tipo de certificado para demonstrar que as emissões de gases de efeito estufa está abaixo de um certo limite estipulado. Nesse caso, a simulação considera a compra da eletricidade renovável de uma usina de energia renovável, para produção de hidrogênio. Outros aspectos são levados em consideração para que esse hidrogênio produzido a partir da energia da rede seja considerado renovável, com regras mais firmes em relação a correlação geográfica e porcentagem mínima de energia renovável na matriz elétrica.

O preço de compra da energia do mercado livre foi considerado como o preço médio do PLD (Preço de Liquidação de Diferenças) nos últimos 5 anos, conforme dados da CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). O PLD é o resultado de um cálculo que determina os valores de toda a energia elétrica que foi produzida, mas não foi contratada pelos agentes do mercado, e serve como referência para os preços no Mercado Livre de Energia e é utilizado para valorar a energia no Mercado de Curto Prazo (MCP). O preço médio nos últimos 5 anos foi de 133,12 R\$/MWh, enquanto nos últimos 20 anos foi de 183,28 R\$/MWh (CCEE, 2025). Essa diminuição demonstra como o aumento da participação das energias renováveis, principalmente solar fotovoltaica e eólica, diminuíram o custo da eletricidade no Brasil. Como essas fontes de energia elétrica renovável continuam com previsão de crescimento para os próximos anos, a tendência é que esse custo de eletricidade diminua ainda mais.

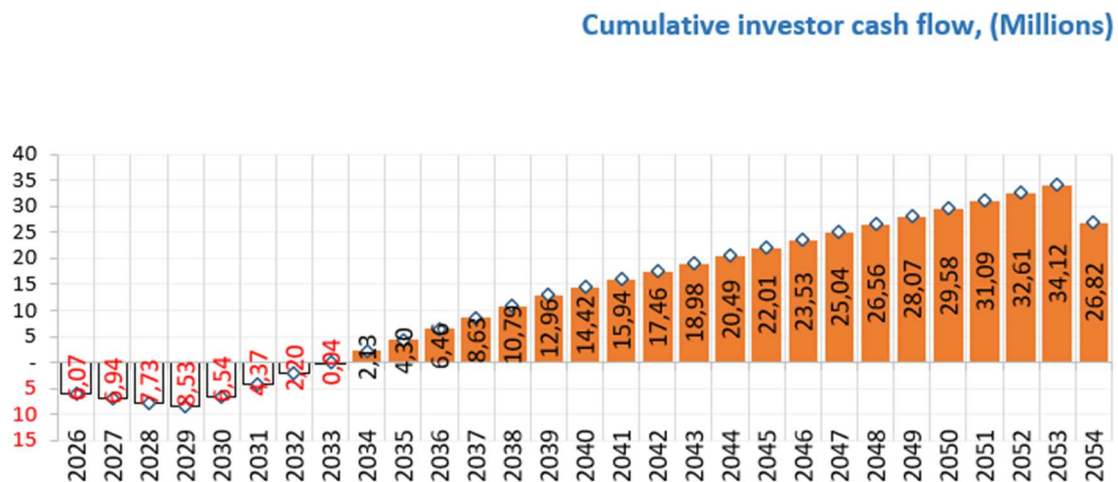
Para a simulação considerando a energia compra da rede elétrica, é estipulado um fator de utilização de 86%, conforme padrão do *software*. Considerando uma cotação do dólar/real em 5,5, o valor da energia contratada é de 0,024 \$/kWh. Os custos totais para simulação considerando a energia da rede são descritos na tabela 9.

Tabela 9 - Custos da simulação GRID H2

PEM	
CAPEX (630 \$/kW)	\$ 12.600.000,00
O&M (4%)	\$ 504.000,00
Power Electronics	
CAPEX (100 \$/kWp)	\$ 2.000.000,00
O&M (2%)	\$ 40.000,00
TOTAL	
GRID BoP	\$ 4.380.000,00
TOTAL GRID CAPEX	\$ 18.980.000,00
GRID O&M	\$ 544.000,00

Fonte: Elaboração própria (2025).

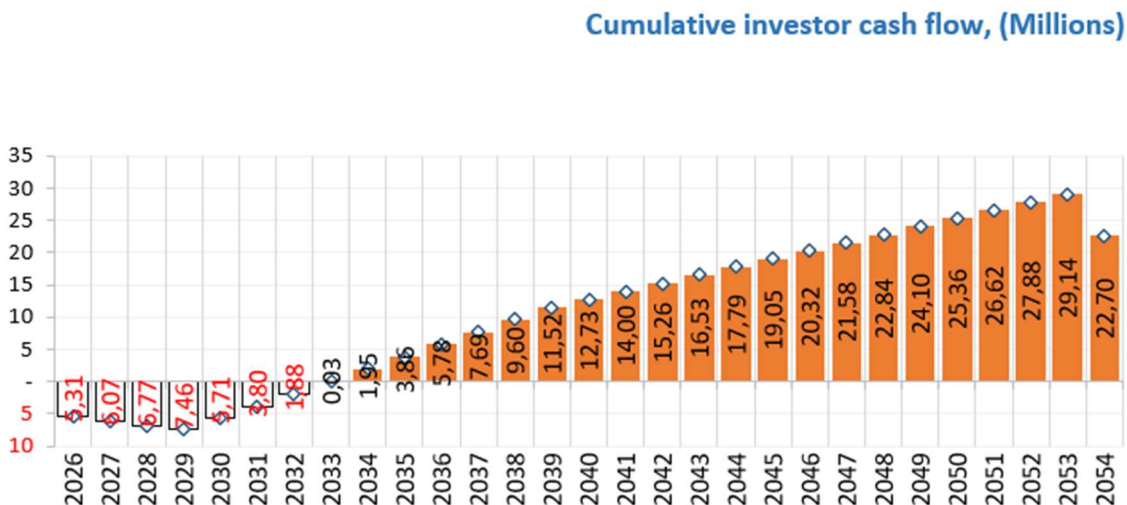
A primeira simulação realizada considerou uma taxa de redução do CAPEX em 20%, encontrando um valor de 7,02 \$/kgH₂. O fluxo de caixa cumulativo do investidor em milhões de dólares é mostrado na figura 18.

Figura 18 - Fluxo de caixa cumulativo de investidor para o cenário de redução de 20% do CAPEX (Grid H2)

Fonte: Elaboração própria (2025).

Com os incentivos aumentando para 30% do CAPEX, o LCOH reduziu para o valor de 6,29 \$/kgH₂. O fluxo de caixa é apresentado na figura 19.

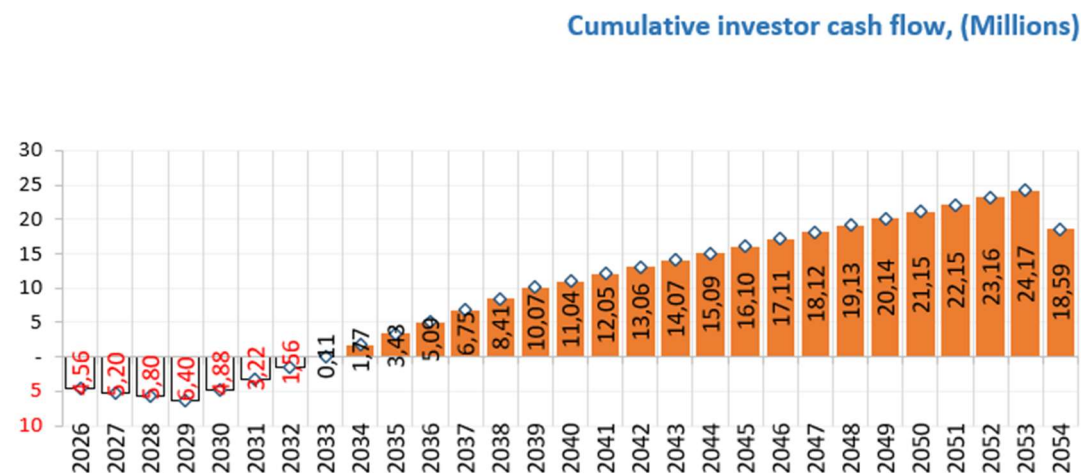
Figura 19 - Fluxo de caixa cumulativo de investidor para o cenário de redução de 30% do CAPEX (Grid H2)



Fonte: Elaboração própria (2025).

E por último, com a redução do CAPEX em 40%, é encontrado um custo nivelado de 5,56 \$/kgH₂. O fluxo de caixa é apresentado na figura 20.

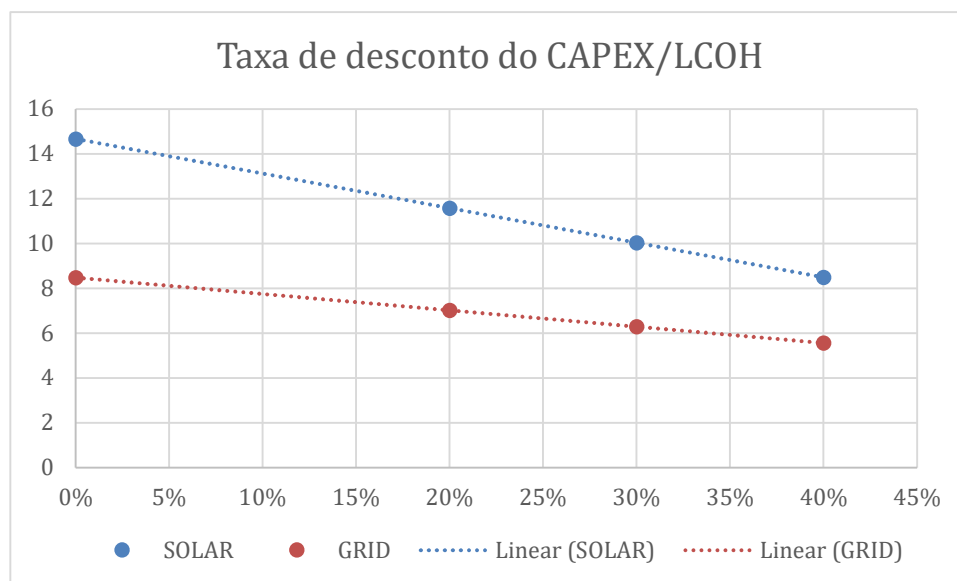
Figura 20 - Fluxo de caixa cumulativo de investidor para o cenário de redução de 40% do CAPEX (Grid H2)



Fonte: Elaboração própria (2025).

Na figura 21 é possível verificar como o LCOH é afetado pelo aumento dos incentivos financeiros.

Figura 21 - Porcentagem de incentivos (%) por LCOH (\$/kgH2)



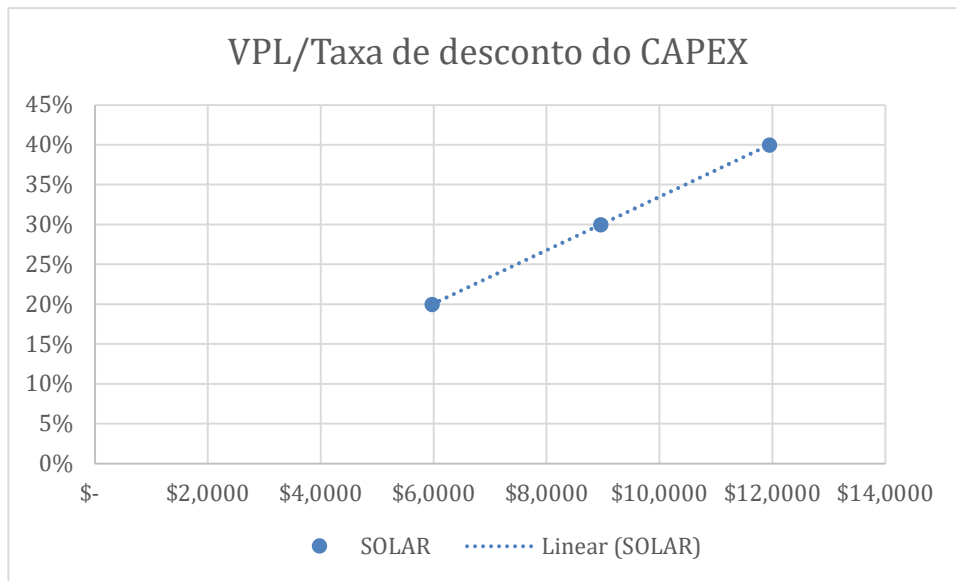
Fonte: Elaboração própria (2025).

6.3. Simulações considerando custo fixo de venda do hidrogênio

Como forma de entender como o aumento dos incentivos governamentais podem influenciar a viabilidade financeira de um projeto, são realizadas simulações considerando a implantação de um projeto de produção de hidrogênio renovável sem incentivos. Considerando os valores fixados, é encontrado um custo de 14,67 \$/kgH2 para o sistema solar fotovoltaico integrado a planta de hidrogênio e de 8,48 \$/kgH2 para a planta de hidrogênio que compra energia da rede. Os resultados são apresentados nas figuras 22 e 23.

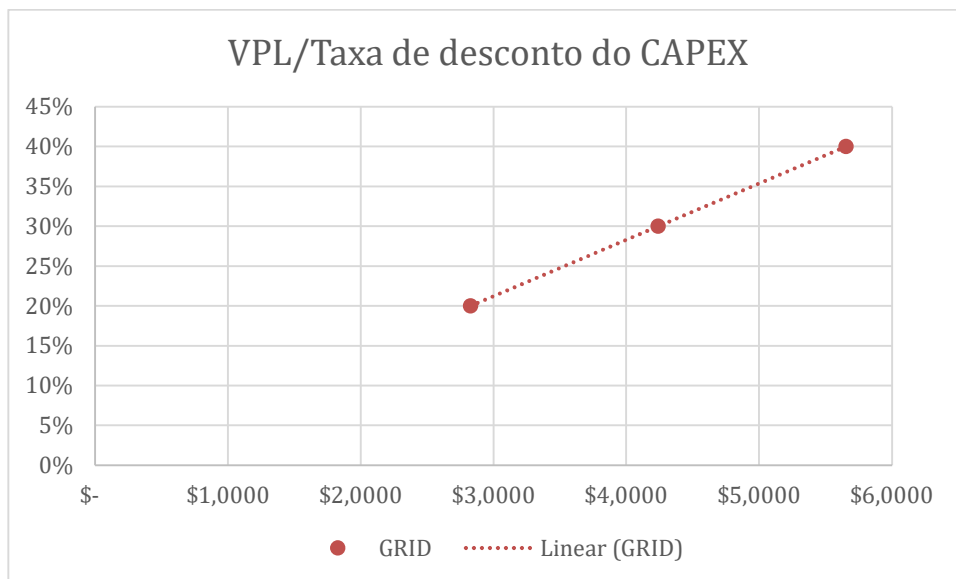
Através das simulações considerando os custos fixos de venda de hidrogênio, é encontrado que conforme aumento da taxa de incentivos, maior é o VPL e menor o tempo de retorno de investimento. Apesar disso, o tempo de retorno não sofre grandes alterações conforme aumento dos incentivos. Como foi considerado um custo de venda do hidrogênio para o caso Solar H2 quase duas vezes maior que o utilizado para o caso Grid H2, o VPL é relativamente maior.

Figura 22 - VPL por Taxa de desconto do CAPEX em milhões (Solar H2)



Fonte: Elaboração própria (2025).

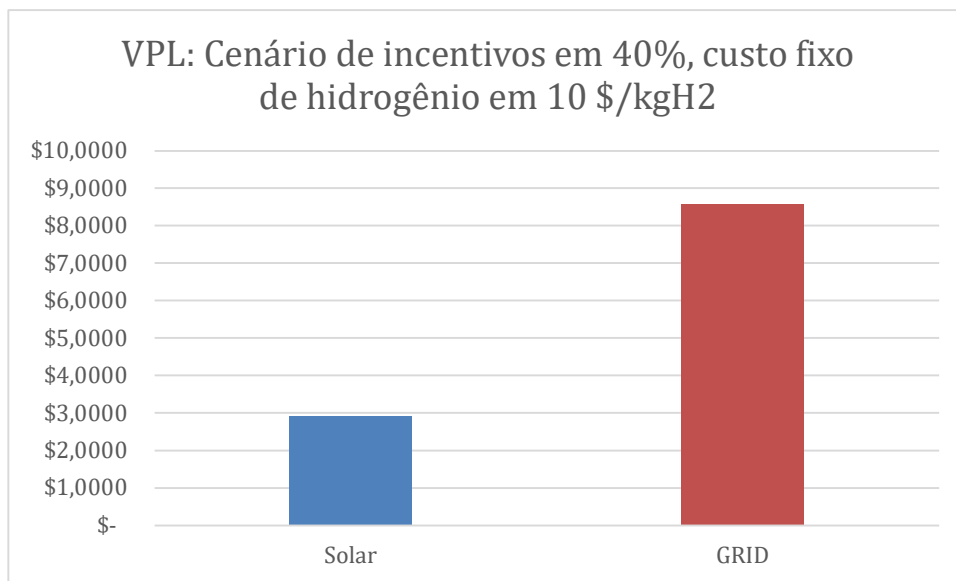
Figura 23 - VPL por Taxa de desconto do CAPEX em milhões (Grid H2)



Fonte: Elaboração própria (2025).

Como forma comparativa entre os dois casos, foi suposto um custo de venda de 10 \$/kgH₂ para os dois casos com cenário de incentivos mais otimista (40% do CAPEX), obtemos os resultados apresentados na figura 24.

Figura 24 - VPL Solar H2 x Grid H2 com custo de venda do hidrogênio fixo de 10 \$/kgH2



Fonte: Elaboração própria (2025).

7. CONCLUSÃO

O hidrogênio é uma tecnologia disruptiva capaz de alterar significativamente o mercado de energia global, com possibilidade de utilização do gás em diversos setores da economia mundial. Este artigo apresenta uma revisão dos métodos de produção de hidrogênio de baixa emissão, utilização, armazenamento e transporte do hidrogênio, juntamente com desafios para implantação global do gás. A tecnologia de eletrólise vem ganhando muito interesse nos últimos anos, já que oferece um caminho viável para transição de uma economia baseada em combustíveis fósseis para energias renováveis, com o hidrogênio sendo um importante vetor de energia e armazenamento.

A utilização de sistemas de armazenamento de energia facilita a utilização da energia renovável nos sistemas de produção de hidrogênio de baixa emissão, evitando as instabilidades induzidas pela intermitência dos geradores. Nesse sentido, os eletrolisadores do tipo PEM podem ser importantes, já que possuem resposta e partida rápidas, sendo apropriados para flutuação da carga.

Em sistemas PV ou Eólico/H₂, a eficiência e o tempo de operação do eletrolisador são muito importantes para garantir a viabilidade do sistema. Logo, quando combinados painéis fotovoltaicos, turbinas eólicas e o eletrolisador em sistemas híbridos, há um aumento do fator de uso dos equipamentos, reduzindo assim o custo de produção do hidrogênio e o tempo de retorno financeiro.

A certificação de hidrogênio renovável é extremamente importante no cenário de início de comercialização mundial desse insumo, para garantir que não seja um empecilho além dos custos já altos. No Brasil, além das oportunidades de utilizar energias renováveis, ainda há a possibilidade de utilização de reforma a vapor do etanol, que pode alcançar baixos custos.

Devido as elevadas taxas de juros e de impostos do cenário brasileiro, empresas que investem em projetos de energia renovável buscam retorno mais altos para compensar o maior custo de capital, o que influencia no ROE e WACC e acaba resultando em um maior custo nivelado de hidrogênio durante a vida útil do projeto.

Os custos da simulação a partir da energia da rede é consideravelmente menor, já que o fator de utilização é maior, o que faz com que o eletrolisador trabalhe por mais tempo em capacidade máxima. Além disso, é financeiramente mais interessante comprar energia da rede do que realizar o investimento na construção de uma planta solar fotovoltaica, que envolve um maior custo de capital inicial.

O trabalho utilizou métricas financeiras condizentes com o cenário brasileiro, considerando valores de custo dos componentes compatíveis com o encontrado no mercado nacional e internacional. Dessa forma, esse estudo pode servir como um

importante documento de base para estudos mais aprofundados no tema, com foco em otimizar os processos do sistema, principalmente no que tange a integração entre a eletrólise e o sistema fotovoltaico cogitado para o projeto, podendo encontrar menores custos de hidrogênio renovável.

Os resultados indicam que o Brasil tem um potencial imenso para se tornar líder na produção de hidrogênio verde, e embora os custos iniciais sejam um desafio, o compromisso com desenvolvimento sustentável e a busca de soluções inovadoras podem posicionar o país como uma referência na produção de hidrogênio.

Como sugestão para trabalhos futuros, seria interessante considerar custos e perdas para o transporte e armazenamento do hidrogênio. Além disso, utilizar modelos de compra de energia elétrica da rede que consideram preços diferentes durante períodos do dia, além de sazonalidade anual, retratariam com mais confiabilidade a operação de uma planta de produção de hidrogênio, com variações dessa produção durante o ano. Outra possibilidade para futuros estudos é a utilização de sistemas híbridos, que vão aumentar o fator de capacidade do eletrolisador, e subsequentemente diminuir o custo nivelado de produção de hidrogênio, se dimensionados corretamente.

REFERÊNCIAS

- ABADLIA, I.; ADJABI, M.; BOUZERIA, H. Sliding mode based power control of grid-connected photovoltaic-hydrogen hybrid system. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 42, n. 47, p. 28171–28182, 2017.
- ABDALLA, A. M. *et al.* Hydrogen production, storage, transportation and key challenges with applications: A review. **Energy Conversion and Management**, [s. l.], v. 165, p. 602–627, 2018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890418303170>.
- ABEEÓLICA. **Boletim Anual 2021**. [S. l.: s. n.], 2021.
- ABSOLAR. **Panorama da solar fotovoltaica no Brasil e no mundo**. [S. l.], 2023.
- ACAR, C.; ERTURK, E.; FIRTINA-ERTIS, I. Performance analysis of a stand-alone integrated solar hydrogen energy system for zero energy buildings. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 48, n. 5, p. 1664–1684, 2023.
- ADU-GYAMFI, B. A.; GOOD, C. Electric aviation: A review of concepts and enabling technologies. **Transportation Engineering**, [s. l.], v. 9, p. 100134, 2022.
- AJANOVIC, A.; HAAS, R. Economic prospects and policy framework for hydrogen as fuel in the transport sector. **Energy Policy**, [s. l.], v. 123, p. 280–288, 2018.
- AJANOVIC, A.; SAYER, M.; HAAS, R. The economics and the environmental benignity of different colors of hydrogen. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 47, n. 57, p. 24136–24154, 2022.
- ALAM, F.; SARKAR, R.; CHOWDHURY, H. Nuclear power plants in emerging economies and human resource development: A review. **Energy Procedia**, [s. l.], v. 160, p. 3–10, 2019.
- AL-DOURI, A.; RUIZ-TAGLE, A.; GROTH, K. M. A quantitative risk assessment of hydrogen fuel cell forklifts. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 48, n. 50, p. 19340–19355, 2023.
- AL-ENAZI, A. *et al.* A review of cleaner alternative fuels for maritime transportation. **Energy Reports**, [s. l.], v. 7, p. 1962–1985, 2021.
- ALMUTAIRI, K. *et al.* An economic investigation of the wind-hydrogen projects: A case study. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 47, n. 62, p. 25880–25898, 2022. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319922020870>.
- ALTAYIB, K.; DINCER, I. Development of an integrated hydropower system with hydrogen and methanol production. **Energy**, [s. l.], v. 240, p. 122780, 2022.

ANDERSSON, J.; GRÖNKVIST, S. Large-scale storage of hydrogen. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 44, n. 23, p. 11901–11919, 2019.

ARAÚJO, A. **Otimização de eletrólitos e eletrodos de oxigênio para células de óxido sólido reversíveis**. 2021. - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, [s. l.], 2021.

ATILHAN, S. *et al.* Green hydrogen as an alternative fuel for the shipping industry. **Current Opinion in Chemical Engineering**, [s. l.], v. 31, p. 100668, 2021.

ATLAM, O.; BARBIR, F.; BEZMALINOVIC, D. A method for optimal sizing of an electrolyzer directly connected to a PV module. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 36, n. 12, p. 7012–7018, 2011.

AYODELE, T. R.; MUNDA, J. L. Potential and economic viability of green hydrogen production by water electrolysis using wind energy resources in South Africa. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 44, n. 33, p. 17669–17687, 2019.

AZIZ, M. *et al.* Energy-saving combination of N₂ production, NH₃ synthesis, and power generation. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 42, n. 44, p. 27174–27183, 2017.

AZIZ, M. Liquid Hydrogen: A Review on Liquefaction, Storage, Transportation, and Safety. **Energies**, [s. l.], v. 14, n. 18, p. 5917, 2021.

AZIZ, M.; WIJAYANTA, A. T.; NANDIYANTO, A. B. D. Ammonia as Effective Hydrogen Storage: A Review on Production, Storage and Utilization. **Energies**, [s. l.], v. 13, n. 12, p. 3062, 2020.

BALDI, F.; LARSEN, U.; GABRIELII, C. Comparison of different procedures for the optimisation of a combined Diesel engine and organic Rankine cycle system based on ship operational profile. **Ocean Engineering**, [s. l.], v. 110, p. 85–93, 2015.

BAMISILE, O. *et al.* Environmental impact of hydrogen production from Southwest China's hydro power water abandonment control. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 45, n. 46, p. 25587–25598, 2020.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Taxa Selic**. [S. l.], 2025. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/taxaselic>. Acesso em: 7 mar. 2025.

BARTHELEMY, H.; WEBER, M.; BARBIER, F. Hydrogen storage: Recent improvements and industrial perspectives. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 42, n. 11, p. 7254–7262, 2017.

BASU, S. *et al.* Design and feasibility analysis of hydrogen based hybrid energy system: A case study. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 46, n. 70, p. 34574–34586, 2021.

BENGHANEM, M. *et al.* Hydrogen Production Methods Based on Solar and Wind Energy: A Review. **Energies**, [s. l.], v. 16, n. 2, p. 757, 2023.

BENGTSSON, S.; ANDERSSON, K.; FRIDELL, E. A comparative life cycle assessment of marine fuels. **Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part M: Journal of Engineering for the Maritime Environment**, [s. l.], v. 225, n. 2, p. 97–110, 2011.

BERG, T. L.; APOSTOLOU, D.; ENEVOLDSEN, P. Analysis of the wind energy market in Denmark and future interactions with an emerging hydrogen market. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 46, n. 1, p. 146–156, 2021.

BERNAL-AGUSTÍN, J. L.; DUFO-LÓPEZ, R. Techno-economical optimization of the production of hydrogen from PV-Wind systems connected to the electrical grid. **Renewable Energy**, [s. l.], v. 35, n. 4, p. 747–758, 2010.

BERTUCCIOLI, L. *et al.* **Development of water electrolysis in the European Union**. [S. l.]: Hydrogen Knowledge Centre, 2014. Disponível em: <https://refman.energytransitionmodel.com/publications/2020>. Acesso em: 7 mar. 2025.

BETHOUX, O. Hydrogen Fuel Cell Road Vehicles: State of the Art and Perspectives. **Energies**, [s. l.], v. 13, n. 21, p. 5843, 2020.

BHATT, R. P. Hydropower Development in Nepal - Climate Change, Impacts and Implications. *In*: RENEWABLE HYDROPOWER TECHNOLOGIES. [S. l.]: InTech, 2017.

BHATTACHARYYA, R. *et al.* Assessing techno-economic uncertainties in nuclear power-to-X processes: The case of nuclear hydrogen production via water electrolysis. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 48, n. 38, p. 14149–14169, 2023.

BILGILI, M.; YASAR, A.; SIMSEK, E. Offshore wind power development in Europe and its comparison with onshore counterpart. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 15, n. 2, p. 905–915, 2011.

BIRD, L. *et al.* Wind and solar energy curtailment: A review of international experience. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 65, p. 577–586, 2016.

BONACINA, C. N.; GASKARE, N. B.; VALENTI, G. Assessment of offshore liquid hydrogen production from wind power for ship refueling. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 47, n. 2, p. 1279–1291, 2022.

BRANDÃO, A. S.; GONÇALVES, A.; SANTOS, J. M. R. C. A. Circular bioeconomy strategies: From scientific research to commercially viable products. **Journal of Cleaner Production**, [s. l.], v. 295, p. 126407, 2021.

BRASIL. Decreto nº 10.991, de 11 de março de 2022. Institui o Plano Nacional de Fertilizantes 2022-2050 e o Conselho Nacional de Fertilizantes e Nutrição de Plantas.

Diário Oficial da União: Brasil, n. 10.991, 11 mar. 2022. Disponível em:

<https://in.gov.br/web/dou/-/decreto-n-10.991-de-11-de-marco-de-2022-385453056#:~:text=D%20E%20C%20R%20E%20T%20A%20%3A,data%20de%20publica%C3%A7%C3%A3o%20deste%20Decreto>. Acesso em: 12 fev. 2025.

BRASIL. Lei nº 14.948, de 02 de Agosto de 2024. Institui o marco legal do hidrogênio de baixa emissão de carbono; dispõe sobre a Política Nacional do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono; e altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. **Diário Oficial da União:** Brasília, DF, n. 14948, 2 ago. 2024a. Disponível em:

https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2023-2026/2024/Lei/L14948.htm. Acesso em: 7 mar. 2025.

BRASIL. Lei nº 14.993, de 08 de outubro de 2024. Dispõe sobre a promoção da mobilidade sustentável de baixo carbono e a captura e a estocagem geológica de dióxido de carbono; institui o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), o Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV) e o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano; altera as Leis nºs 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.847, de 26 de outubro de 1999, 8.723, de 28 de outubro de 1993, e 13.033, de 24 de setembro de 2014; e revoga dispositivo da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. **Diário Oficial da União:** Brasil, n. 14.993, 8 out. 2024b. Disponível em:

https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2024/lei/l14993.htm. Acesso em: 7 mar. 2025.

BRASIL. Projeto de Lei nº 3027, de 2024. Institui o Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (PHBC); e altera a Lei nº 14.948, de 2 de agosto de 2024. **Diário Oficial da União:** Brasil, n. PL 3027/2024, 27 set. 2024c. Disponível em: <https://legis.senado.leg.br/norma/39716074>. Acesso em: 12 fev. 2025.

BRECHER, L.; SPEWOCK, S.; WARDE, C. The Westinghouse Sulfur Cycle for the thermochemical decomposition of water. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 2, n. 1, p. 7–15, 1977.

BRUNER, R. F. *et al.* Best practices in estimating the cost of capital: survey and synthesis. **Financial practice and education**, [s. l.], v. 8, p. 13–28, 1998.

BURHAN, M. *et al.* Solar to hydrogen: Compact and cost effective CPV field for rooftop operation and hydrogen production. **Applied Energy**, [s. l.], v. 194, p. 255–266, 2017.

BURKE, D. J.; O'MALLEY, M. J. Factors Influencing Wind Energy Curtailment. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, [s. l.], v. 2, n. 2, p. 185–193, 2011.

CAMACHO, M. de las N.; JURBURG, D.; TANCO, M. Hydrogen fuel cell heavy-duty trucks: Review of main research topics. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 47, n. 68, p. 29505–29525, 2022.

CARMO, M. *et al.* A comprehensive review on PEM water electrolysis. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 38, n. 12, p. 4901–4934, 2013. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319913002607>.

CAROTENUTO, G. *et al.* Kinetic study of ethanol dehydrogenation to ethyl acetate promoted by a copper/copper-chromite based catalyst. **Catalysis Today**, [s. l.], v. 203, p. 202–210, 2013.

CARRASCO, J. M. *et al.* Power-Electronic Systems for the Grid Integration of Renewable Energy Sources: A Survey. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, [s. l.], v. 53, n. 4, p. 1002–1016, 2006.

CCEE. **Painel de Preços**. [S. l.], 2025. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/painel-precos>. Acesso em: 7 mar. 2025.

CEYLAN, C.; DEVRIM, Y. Design and simulation of the PV/PEM fuel cell based hybrid energy system using MATLAB/Simulink for greenhouse application. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 46, n. 42, p. 22092–22106, 2021.

CHEDDIE, D. Ammonia as a Hydrogen Source for Fuel Cells: A Review. *In*: HYDROGEN ENERGY - CHALLENGES AND PERSPECTIVES. [S. l.]: InTech, 2012.

CHEN, Z. *et al.* Porous materials for hydrogen storage. **Chem**, [s. l.], v. 8, n. 3, p. 693–716, 2022.

CHEN, Y.; YIN, Y.; WANG, J. Recent advance in inhibition of dark fermentative hydrogen production. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 46, n. 7, p. 5053–5073, 2021.

CHEW, Y. E. *et al.* Beyond the Colours of Hydrogen: Opportunities for Process Systems Engineering in Hydrogen Economy. **Process Integration and Optimization for Sustainability**, [s. l.], v. 7, n. 4, p. 941–950, 2023.

CHI, J.; YU, H. Water electrolysis based on renewable energy for hydrogen production. **Chinese Journal of Catalysis**, [s. l.], v. 39, n. 3, p. 390–394, 2018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1872206717629498>.

CHIUTA, S. *et al.* Reactor technology options for distributed hydrogen generation via ammonia decomposition: A review. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 38, n. 35, p. 14968–14991, 2013.

CIBIOGÁS. **Panorama do Biogás no Brasil 2021**. [S. l.: s. n.], 2022.

CLARKE, R. E. *et al.* Direct coupling of an electrolyser to a solar PV system for generating hydrogen. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 34, n. 6, p. 2531–2542, 2009.

CLEAN ENERGY LATIN AMERICA. **Índice LCOX Brasil da CELA**. [S. l.: s. n.], 2024. Disponível em: <https://cela.com.br/>. Acesso em: 9 fev. 2025.

CLEAN SKY 2; FUEL CELLS & HYDROGEN JOINT UNDERTAKING. **Hydrogen-powered aviation**. [S. l.: s. n.], 2020. Disponível em: <https://www.clean-aviation.eu/news-events/hydrogen-powered-aviation>. Acesso em: 7 mar. 2025.

COELHO, B.; OLIVEIRA, A. C.; MENDES, A. Concentrated solar power for renewable electricity and hydrogen production from water—a review. **Energy & Environmental Science**, [s. l.], v. 3, n. 10, p. 1398, 2010.

CONTRERAS, A.; GUIRADO, R.; VERIZOGLU, T. Design and simulation of the power control system of a plant for the generation of hydrogen via electrolysis, using photovoltaic solar energy. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 32, n. 18, p. 4635–4640, 2007.

CRIVELLARI, A.; COZZANI, V. Offshore renewable energy exploitation strategies in remote areas by power-to-gas and power-to-liquid conversion. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 45, n. 4, p. 2936–2953, 2020.

CRUTZEN, P. J. The influence of nitrogen oxides on the atmospheric ozone content. **Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society**, [s. l.], v. 96, n. 408, p. 320–325, 1970.

DA SILVA *et al.* Produção de Hidrogênio Através de Reforma de Etanol. **CGTI - Centro de Gestão de Tecnologia e Inovação**, [s. l.], 2016.

DEGUELDRÉ, C. A.; DAWSON, R. J.; NAJDANOVIC-VISAK, V. Nuclear fuel cycle, with a liquid ore and fuel: toward renewable energy. **Sustainable Energy & Fuels**, [s. l.], v. 3, n. 7, p. 1693–1700, 2019.

DEMIRDELEN, T. *et al.* Green touch for hydrogen production via alkaline electrolysis: The semi-flexible PV panels mounted wind turbine design, production and performance analysis. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 45, n. 18, p. 10680–10695, 2020.

DINH, V. N. *et al.* Development of a viability assessment model for hydrogen production from dedicated offshore wind farms. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 46, n. 48, p. 24620–24631, 2021.

DODDS, P. E. *et al.* Hydrogen and fuel cell technologies for heating: A review. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 40, n. 5, p. 2065–2083, 2015.

DONG, J. *et al.* Hydrogen storage in several microporous zeolites. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 32, n. 18, p. 4998–5004, 2007.

DOUAK, M.; SETTOU, N. Estimation of Hydrogen Production Using Wind Energy in Algeria. **Energy Procedia**, [s. l.], v. 74, p. 981–990, 2015.

DUMAN, A. C.; GÜLER, Ö. Techno-economic analysis of off-grid PV/wind/fuel cell hybrid system combinations with a comparison of regularly and seasonally occupied households. **Sustainable Cities and Society**, [s. l.], v. 42, p. 107–126, 2018.

DYKES, K. *et al.* **Opportunities for Research and Development of Hybrid Power Plants**. Golden, CO (United States): [s. n.], 2020.

EIA. **Annual Energy Outlook 2022**. [S. l.: s. n.], 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio**. [S. l.: s. n.], 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nota-tecnica-bases-para-a-consolidacao-da-estrategia-brasileira-do-hidrogenio>. Acesso em: 27 jan. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Nacional de Energia - 2050**. [S. l.: s. n.], 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>. Acesso em: 27 jan. 2025.

EUROPEAN COMMISSION. **A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe**. [S. l.: s. n.], 2020.

EYPASCH, M. *et al.* Model-based techno-economic evaluation of an electricity storage system based on Liquid Organic Hydrogen Carriers. **Applied Energy**, [s. l.], v. 185, p. 320–330, 2017.

FAYE, O.; SZPUNAR, J.; EDUOK, U. A critical review on the current technologies for the generation, storage, and transportation of hydrogen. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 47, n. 29, p. 13771–13802, 2022.

FEDERAL RAILROAD ADMINISTRATION. **Study of Hydrogen Fuel Cell Technology for Rail Propulsion and Review of Relevant Industry Standards**. [S. l.: s. n.], 2021.

FIGUEIREDO, R. L.; DA SILVA, J. M.; ORTIZ, C. E. A. Green hydrogen: Decarbonization in mining - Review. **Cleaner Energy Systems**, [s. l.], v. 5, p. 100075, 2023.

FRANCO, B. A. *et al.* Assessment of offloading pathways for wind-powered offshore hydrogen production: Energy and economic analysis. **Applied Energy**, [s. l.], v. 286, p. 116553, 2021a. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030626192100101X>.

FRANCO, B. A. *et al.* Assessment of offloading pathways for wind-powered offshore hydrogen production: Energy and economic analysis. **Applied Energy**, [s. l.], v. 286, p. 116553, 2021b.

GABRIEL, K. S.; EL-EMAM, R. S.; ZAMFIRESCU, C. Technoeconomics of large-scale clean hydrogen production – A review. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 47, n. 72, p. 30788–30798, 2022.

GARCIAVALVERDE, R. *et al.* Optimized photovoltaic generator–water electrolyser coupling through a controlled DC–DC converter. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 33, n. 20, p. 5352–5362, 2008.

GECF. **Global Gas Outlook 2050**. [S. l.: s. n.], 2024. Disponível em: <https://www.gecf.org/insights/global-gas-outlook>. Acesso em: 7 mar. 2025.

GEORGILAKIS, P. S. Technical challenges associated with the integration of wind power into power systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 12, n. 3, p. 852–863, 2008.

GIBSON, T.; KELLY, N. Optimization of solar powered hydrogen production using photovoltaic electrolysis devices. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 33, n. 21, p. 5931–5940, 2008.

GILLESSEN, B. *et al.* Hybridization strategies of power-to-gas systems and battery storage using renewable energy. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 42, n. 19, p. 13554–13567, 2017.

GÖKÇEK, M.; KALE, C. Techno-economical evaluation of a hydrogen refuelling station powered by Wind-PV hybrid power system: A case study for İzmir-Çeşme. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 43, n. 23, p. 10615–10625, 2018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319918301575>.

GONDAL, I. A. Offshore renewable energy resources and their potential in a green hydrogen supply chain through power-to-gas. **Sustainable Energy & Fuels**, [s. l.], v. 3, n. 6, p. 1468–1489, 2019.

GRAVER, B.; RUTHERFORD, D.; ZHENG, S. **CO2 emissions from commercial aviation: 2013, 2018, and 2019**. [S. l.: s. n.], 2020.

GRUBE, T. *et al.* A techno-economic perspective on solar-to-hydrogen concepts through 2025. **Sustainable Energy & Fuels**, [s. l.], v. 4, n. 11, p. 5818–5834, 2020.

GUERRA, O. J. *et al.* Cost Competitiveness of Electrolytic Hydrogen. **Joule**, [s. l.], v. 3, n. 10, p. 2425–2443, 2019.

GUPTA, A. *et al.* Hydrogen Clathrates: Next Generation Hydrogen Storage Materials. **Energy Storage Materials**, [s. l.], v. 41, p. 69–107, 2021.

GUTIÉRREZ-MARTÍN, F.; AMODIO, L.; PAGANO, M. Hydrogen production by water electrolysis and off-grid solar PV. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 46, n. 57, p. 29038–29048, 2021. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319920335187>.

HAKANDAI, C.; SIDIK PRAMONO, H.; AZIZ, M. Conversion of municipal solid waste to hydrogen and its storage to methanol. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, [s. l.], v. 51, p. 101968, 2022.

HANTO, J. *et al.* Assessing the implications of hydrogen blending on the European energy system towards 2050. **Advances in Applied Energy**, [s. l.], v. 13, p. 100161, 2024.

HASELI, Y.; NATERER, G.; DINCER, I. Comparative assessment of greenhouse gas mitigation of hydrogen passenger trains. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 33, n. 7, p. 1788–1796, 2008.

HASSANI, H. *et al.* Feasibility of a standalone photovoltaic/battery system with hydrogen production. **Journal of Energy Storage**, [s. l.], v. 31, p. 101644, 2020.

HAUGEN, M. J. *et al.* Electrification versus hydrogen for UK road freight: Conclusions from a systems analysis of transport energy transitions. **Energy for Sustainable Development**, [s. l.], v. 68, p. 203–210, 2022.

HIRSCHER, M.; PANELLA, B. Hydrogen storage in metal–organic frameworks. **Scripta Materialia**, [s. l.], v. 56, n. 10, p. 809–812, 2007.

HOWARTH, R. W.; JACOBSON, M. Z. How green is blue hydrogen?. **Energy Science & Engineering**, [s. l.], v. 9, n. 10, p. 1676–1687, 2021.

HUA, T. Q.; AHLUWALIA, R. K. Alane hydrogen storage for automotive fuel cells – Off-board regeneration processes and efficiencies. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 36, n. 23, p. 15259–15265, 2011.

HUSSEIN, N. A.; VALERA-MEDINA, A.; ALSAEGH, A. S. Ammonia- hydrogen combustion in a swirl burner with reduction of NO_x emissions. **Energy Procedia**, [s. l.], v. 158, p. 2305–2310, 2019.

IATA. **Aircraft Technology Net Zero Roadmap**. [S. l.: s. n.], 2023. Disponível em: <https://www.iata.org/contentassets/8d19e716636a47c184e7221c77563c93/aircraft-technology-net-zero-roadmap.pdf>. Acesso em: 8 mar. 2025.

IEA. **CO₂ Emissions in 2023**. Paris: [s. n.], 2024a. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/co2-emissions-in-2023>. Acesso em: 8 mar. 2025.

IEA. **Global EV Outlook 2023**. Paris: [s. n.], 2023a. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023>. Acesso em: 8 mar. 2025.

IEA. **Global Hydrogen Review 2023**. Paris: [s. n.], 2023b. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>. Acesso em: 8 mar. 2025.

IEA. **Global Hydrogen Review 2024**. Paris: [s. n.], 2024b. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>. Acesso em: 27 jan. 2025.

IEA. **Net Zero by 2050**. [S. l.: s. n.], 2021. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>. Acesso em: 8 mar. 2025.

IEA. **Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach**. Paris: [s. n.], 2023c. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/net-zero-roadmap-a-global-pathway-to-keep-the-15-0c-goal-in-reach>. Acesso em: 8 mar. 2025.

IEA. **The Future of Heat Pumps**. Paris: [s. n.], 2022a. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-heat-pumps>. Acesso em: 8 mar. 2025.

IEA. **World Energy Outlook 2022**. Paris: [s. n.], 2022b. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>. Acesso em: 27 jan. 2025.

IODACHE, I. *et al.* Hydrogen underground storage in Romania, potential directions of development, stakeholders and general aspects. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 39, n. 21, p. 11071–11081, 2014.

IPHE. **Comparison of Hydrogen Certification Schemes - Methodology and Results**. [S. l.: s. n.], 2024. Disponível em: <https://www.iphe.net/resources/certification-mechanisms-report-iphe>. Acesso em: 24 fev. 2025.

ISHIMOTO, Y. *et al.* Large-scale production and transport of hydrogen from Norway to Europe and Japan: Value chain analysis and comparison of liquid hydrogen and ammonia as energy carriers. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 45, n. 58, p. 32865–32883, 2020.

ISMAIL, T. M. *et al.* Using MATLAB to model and simulate a photovoltaic system to produce hydrogen. **Energy Conversion and Management**, [s. l.], v. 185, p. 101–129, 2019.

JAIN, I. P.; LAL, C.; JAIN, A. Hydrogen storage in Mg: A most promising material. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 35, n. 10, p. 5133–5144, 2010.

JANG, D. *et al.* Techno-economic analysis and Monte Carlo simulation of green hydrogen production technology through various water electrolysis technologies. **Energy Conversion and Management**, [s. l.], v. 258, p. 115499, 2022.

JEERH, G.; ZHANG, M.; TAO, S. Recent progress in ammonia fuel cells and their potential applications. **Journal of Materials Chemistry A**, [s. l.], v. 9, n. 2, p. 727–752, 2021.

JENSEN, J. O. *et al.* The energy efficiency of onboard hydrogen storage. **Journal of Alloys and Compounds**, [s. l.], v. 446–447, p. 723–728, 2007.

JOGHEE, P. *et al.* A review on direct methanol fuel cells—In the perspective of energy and sustainability. **MRS Energy & Sustainability**, [s. l.], v. 2, n. 1, p. 3, 2015.

JONES, L. *et al.* Fuel cell alternative for locomotive propulsion. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 10, n. 7–8, p. 505–516, 1985.

JOVAN, D. J.; DOLANC, G.; PREGELJ, B. Cogeneration of green hydrogen in a cascade hydropower plant. **Energy Conversion and Management: X**, [s. l.], v. 10, p. 100081, 2021.

JOVAN, D. J.; DOLANC, G.; PREGELJ, B. Utilization of excess water accumulation for green hydrogen production in a run-of-river hydropower plant. **Renewable Energy**, [s. l.], v. 195, p. 780–794, 2022. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148122009119>.

KALAMARAS, C. M.; EFSTATHIOU, A. M. Hydrogen Production Technologies: Current State and Future Developments. **Conference Papers in Energy**, [s. l.], v. 2013, p. 1–9, 2013.

KANDARAMATH HARI, T.; YAAKOB, Z.; BINITHA, N. N. Aviation biofuel from renewable resources: Routes, opportunities and challenges. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 42, p. 1234–1244, 2015.

KAPEN, P. *et al.* Techno-economic feasibility of a PV/battery/fuel cell/electrolyzer/biogas hybrid system for energy and hydrogen production in the far north region of cameroon by using HOMER pro. **Energy Strategy Reviews**, [s. l.], v. 44, p. 100988, 2022. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X22001821>.

KARADY, G. G.; HOLBERT, K. E. (org.). **Electrical Energy Conversion and Transport**. [S. l.]: Wiley, 2013.

KAUNDA, C. S.; KIMAMBO, C. Z.; NIELSEN, T. K. Hydropower in the Context of Sustainable Energy Supply: A Review of Technologies and Challenges. **ISRN Renewable Energy**, [s. l.], v. 2012, p. 1–15, 2012.

KAVET, R.; NAUSS, K. M. The Toxicity of Inhaled Methanol Vapors. **Critical Reviews in Toxicology**, [s. l.], v. 21, n. 1, p. 21–50, 1990.

KHAMHAENG, P. *et al.* Techno-economic analysis of hydrogen production from dehydrogenation and steam reforming of ethanol for carbon dioxide conversion to methanol. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 46, n. 60, p. 30891–30902, 2021.

KHOUYA, A. Levelized costs of energy and hydrogen of wind farms and concentrated photovoltaic thermal systems. A case study in Morocco. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 45, n. 56, p. 31632–31650, 2020. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319920332961>.

KIM, S.-W. *et al.* Reactions and mass transport in high temperature co-electrolysis of steam/CO₂ mixtures for syngas production. **Journal of Power Sources**, [s. l.], v. 280, p. 630–639, 2015. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775315000956>.

KLELL, M. Storage of Hydrogen in the Pure Form. *In*: HANDBOOK OF HYDROGEN STORAGE. [S. l.]: Wiley, 2010. p. 1–37.

KOHOLÉ, Y. W. *et al.* Wind energy potential assessment for co-generation of electricity and hydrogen in the far North region of Cameroon. **Energy Conversion and Management**, [s. l.], v. 279, p. 116765, 2023.

KOIWA, K.; TAKAHASHI, R.; TAMURA, J. A study of hydrogen production in stand-alone wind farm. *In*: , 2012. **2012 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)**. [S. l.]: IEEE, 2012. p. 1–6.

LANGMI, H. W. *et al.* Hydrogen Storage in Metal-Organic Frameworks: A Review. **Electrochimica Acta**, [s. l.], v. 128, p. 368–392, 2014.

LAUREYS, A. *et al.* Use of existing steel pipeline infrastructure for gaseous hydrogen storage and transport: A review of factors affecting hydrogen induced degradation. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, [s. l.], v. 101, p. 104534, 2022.

LEE, J.-S. *et al.* Large-scale overseas transportation of hydrogen: Comparative techno-economic and environmental investigation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 165, p. 112556, 2022.

LEVALLEY, T. L.; RICHARD, A. R.; FAN, M. The progress in water gas shift and steam reforming hydrogen production technologies – A review. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 39, n. 30, p. 16983–17000, 2014.

LI, C. *et al.* Exploration on the feasibility of hybrid renewable energy generation in resource-based areas of China: Case study of a regeneration city. **Energy Strategy Reviews**, [s. l.], v. 42, p. 100869, 2022.

LI, X. *et al.* Hydropower development situation and prospects in China. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 82, p. 232–239, 2018.

LI, Y.; TAGHIZADEH-HESARY, F. The economic feasibility of green hydrogen and fuel cell electric vehicles for road transport in China. **Energy Policy**, [s. l.], v. 160, p. 112703, 2022.

LIU, C. *et al.* Development of advanced anion exchange membrane from the view of the performance of water electrolysis cell. **Journal of Energy Chemistry**, [s. l.], v. 90, p. 348–369, 2024.

LIU, Z. *et al.* Monitoring global carbon emissions in 2021. **Nature Reviews Earth & Environment**, [s. l.], v. 3, n. 4, p. 217–219, 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1038/s43017-022-00285-w>.

LONGDEN, T. *et al.* ‘Clean’ hydrogen? – Comparing the emissions and costs of fossil fuel versus renewable electricity based hydrogen. **Applied Energy**, [s. l.], v. 306, p. 118145, 2022.

LOTOTSKYY, M. V. *et al.* Metal hydride hydrogen compressors: A review. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 39, n. 11, p. 5818–5851, 2014.

MAGGIO, G.; NICITA, A.; SQUADRITO, G. How the hydrogen production from RES could change energy and fuel markets: A review of recent literature. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 44, n. 23, p. 11371–11384, 2019. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319919311292>.

MAIENZA, C. *et al.* A life cycle cost model for floating offshore wind farms. **Applied Energy**, [s. l.], v. 266, p. 114716, 2020.

MANTZ, R.; DEBATTISTA, H. Hydrogen production from idle generation capacity of wind turbines. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 33, n. 16, p. 4291–4300, 2008.

MARCINKOSKI, J.; KOPASZ, J.; BENJAMIN, T. Progress in the US DOE fuel cell subprogram efforts in polymer electrolyte fuel cells. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 33, n. 14, p. 3894–3902, 2008.

MARIN, G. D.; NATERER, G. F.; GABRIEL, K. Rail transportation by hydrogen vs. electrification – Case study for Ontario Canada, I: Propulsion and storage. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 35, n. 12, p. 6084–6096, 2010.

MAS, R. *et al.* Genetic algorithms-based size optimization of directly and indirectly coupled photovoltaic-electrolyzer systems. **Energy Conversion and Management**, [s. l.], v. 270, p. 116213, 2022.

MATHEW, M. D. Nuclear energy: A pathway towards mitigation of global warming. **Progress in Nuclear Energy**, [s. l.], v. 143, p. 104080, 2022.

MAYER, T. *et al.* Techno-economic evaluation of hydrogen refueling stations with liquid or gaseous stored hydrogen. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 44, n. 47, p. 25809–25833, 2019.

MCDONAGH, S. *et al.* Hydrogen from offshore wind: Investor perspective on the profitability of a hybrid system including for curtailment. **Applied Energy**, [s. l.], v. 265, p. 114732, 2020.

MCKINLAY, C. J.; TURNOCK, S. R.; HUDSON, D. A. Route to zero emission shipping: Hydrogen, ammonia or methanol?. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 46, n. 55, p. 28282–28297, 2021.

MCKINSEY & COMPANY. **The green hidden gem—brazil's opportunity to become a sustainability powerhouse**. [S. l.], 2022.

MEIER, K. Hydrogen production with sea water electrolysis using Norwegian offshore wind energy potentials. **International Journal of Energy and Environmental Engineering**, [s. l.], v. 5, n. 2–3, p. 104, 2014.

MEKHILEF, S.; SAIDUR, R.; SAFARI, A. Comparative study of different fuel cell technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 16, n. 1, p. 981–989, 2012.

MEZALIRA, D. **Preparação e caracterização de materiais com propriedades catalíticas para a obtenção de hidrogênio e carbono nanoestruturado a partir da decomposição do etanol e do glicerol**. 2012. - Universidade Federal de Santa Catarina, [s. l.], 2012.

MISHRA, P. *et al.* Outlook of fermentative hydrogen production techniques: An overview of dark, photo and integrated dark-photo fermentative approach to biomass. **Energy Strategy Reviews**, [s. l.], v. 24, p. 27–37, 2019.

MODISHA, P. M. *et al.* The Prospect of Hydrogen Storage Using Liquid Organic Hydrogen Carriers. **Energy & Fuels**, [s. l.], v. 33, n. 4, p. 2778–2796, 2019.

MOHAMMADI, A.; MEHRPOOYA, M. A comprehensive review on coupling different types of electrolyzer to renewable energy sources. **Energy**, [s. l.], v. 158, p. 632–655, 2018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544218311381>.

MOHSIN, M.; RASHEED, A.; SAIDUR, R. Economic viability and production capacity of wind generated renewable hydrogen. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 43, n. 5, p. 2621–2630, 2018.

MOMIRLAN, M.; VEZIROGLU, T. N. The properties of hydrogen as fuel tomorrow in sustainable energy system for a cleaner planet. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 30, n. 7, p. 795–802, 2005. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319904003398>.

MONNERIE, N. *et al.* Methanol production using hydrogen from concentrated solar energy. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 45, n. 49, p. 26117–26125, 2020.

MORADI, R.; GROTH, K. M. Hydrogen storage and delivery: Review of the state of the art technologies and risk and reliability analysis. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 44, n. 23, p. 12254–12269, 2019.

MORESCO, G. **Análise de Rentabilidade de Projetos de Geração de Energia em Mercado Competitivo**. [S. l.: s. n.], 2022. Disponível em: https://www.iepuc.puc-rio.br/dados/files/2019/GUILHERME_MIRANDA_MORESCO.pdf. Acesso em: 14 fev. 2025.

MOSTAFAEIPOUR, A. *et al.* Evaluation of hydrogen production by wind energy for agricultural and industrial sectors. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 44, n. 16, p. 7983–7995, 2019.

NADALETI, W. *et al.* Methane–hydrogen fuel blends for SI engines in Brazilian public transport: Potential supply and environmental issues. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 42, n. 17, p. 12615–12628, 2017.

NADALETI, W.; DE SOUZA, E.; DE SOUZA, S. The potential of hydrogen production from high and low-temperature electrolysis methods using solar and nuclear energy sources: the transition to a hydrogen economy in Brazil. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 47, n. 82, p. 34727–34738, 2022.

NASSER, M. *et al.* A review of water electrolysis–based systems for hydrogen production using hybrid/solar/wind energy systems. **Environmental Science and Pollution Research**, [s. l.], v. 29, n. 58, p. 86994–87018, 2022a.

NASSER, M. *et al.* Performance evaluation of PV panels/wind turbines hybrid system for green hydrogen generation and storage: Energy, exergy, economic, and enviroeconomic. **Energy Conversion and Management**, [s. l.], v. 267, p. 115870, 2022b. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890422006665>.

NASSER, M. *et al.* Techno-economic assessment of clean hydrogen production and storage using hybrid renewable energy system of PV/Wind under different climatic conditions. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, [s. l.], v. 52, p. 102195, 2022c. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2213138822002478>.

NASTASI, B. *et al.* Optimized integration of Hydrogen technologies in Island energy systems. **Renewable Energy**, [s. l.], v. 174, p. 850–864, 2021a.

NASTASI, B. *et al.* Solar power-to-gas application to an island energy system. **Renewable Energy**, [s. l.], v. 164, p. 1005–1016, 2021b.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. **H2A-Lite: Hydrogen Analysis Lite Production Model**. [S. l.], 2025. Disponível em: <https://www.nrel.gov/hydrogen/h2a-lite.html>. Acesso em: 12 fev. 2025.

NEWBOROUGH, M.; COOLEY, G. Developments in the global hydrogen market: The spectrum of hydrogen colours. **Fuel Cells Bulletin**, [s. l.], v. 2020, n. 11, p. 16–22, 2020.

NGUYEN DUC, T. *et al.* Optimization strategy for high efficiency 20 kW-class direct coupled photovoltaic-electrolyzer system based on experiment data. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 44, n. 49, p. 26741–26752, 2019.

NI, M.; LEUNG, D. Y. C.; LEUNG, M. K. H. A review on reforming bio-ethanol for hydrogen production. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 32, n. 15, p. 3238–3247, 2007.

NICOLETTI, Giovanni *et al.* A technical and environmental comparison between hydrogen and some fossil fuels. **Energy Conversion and Management**, [s. l.], v. 89, p. 205–213, 2015. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890414008589>.

NOH, H.; KANG, K.; SEO, Y. Environmental and energy efficiency assessments of offshore hydrogen supply chains utilizing compressed gaseous hydrogen, liquefied hydrogen, liquid organic hydrogen carriers and ammonia. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 48, n. 20, p. 7515–7532, 2023.

NOUSSAN, M. *et al.* The Role of Green and Blue Hydrogen in the Energy Transition—A Technological and Geopolitical Perspective. **Sustainability**, [s. l.], v. 13, n. 1, p. 298, 2020.

NWAIGWE, K. N.; MUTABILWA, P.; DINTWA, E. An overview of solar power (PV systems) integration into electricity grids. **Materials Science for Energy Technologies**, [s. l.], v. 2, n. 3, p. 629–633, 2019.

OGDEN, J. M.; STEINBUGLER, M. M.; KREUTZ, T. G. A comparison of hydrogen, methanol and gasoline as fuels for fuel cell vehicles: implications for vehicle design and infrastructure development. **Journal of Power Sources**, [s. l.], v. 79, n. 2, p. 143–168, 1999.

OLATEJU, B.; KUMAR, A.; SECANELL, M. A techno-economic assessment of large scale wind-hydrogen production with energy storage in Western Canada. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 41, n. 21, p. 8755–8776, 2016. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319916300209>.

OLIVEIRA, A. M.; BESWICK, R. R.; YAN, Y. A green hydrogen economy for a renewable energy society. **Current Opinion in Chemical Engineering**, [s. l.], v. 33, p. 100701, 2021. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211339821000332>.

ONS. **Relatório Executivo do Programa Mensal de Operação**. [S. l.: s. n.], 2025. Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RELATORIO-PMO_15_02%20a%2021_02.pdf. Acesso em: 14 fev. 2025.

PADILHA, J. C. *et al.* An evaluation of the potential of the use of wasted hydroelectric capacity to produce hydrogen to be used in fuel cells in order to decrease CO₂ emissions in Brazil. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 34, n. 19, p. 7898–7902, 2009.

PAL, D. B.; SINGH, A.; BHATNAGAR, A. A review on biomass based hydrogen production technologies. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 47, n. 3, p. 1461–1480, 2022.

PAPADOPOULOS, V. *et al.* Improving the utilization factor of a PEM electrolyzer powered by a 15 MW PV park by combining wind power and battery storage – Feasibility study. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 43, n. 34, p. 16468–16478, 2018.

PAUL, B. Optimal coupling of PV arrays to PEM electrolyzers in solar–hydrogen systems for remote area power supply. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 33, n. 2, p. 490–498, 2008.

PINSKY, R. *et al.* Comparative review of hydrogen production technologies for nuclear hybrid energy systems. **Progress in Nuclear Energy**, [s. l.], v. 123, p. 103317, 2020.

POSSO, F. *et al.* Hydrogen from hydropower in Ecuador: Use and impacts in the transport sector. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 40, n. 45, p. 15432–15447, 2015.

PREUSTER, P.; PAPP, C.; WASSERSCHIED, P. Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHCs): Toward a Hydrogen-free Hydrogen Economy. **Accounts of Chemical Research**, [s. l.], v. 50, n. 1, p. 74–85, 2017.

PRUVOST, F. *et al.* Blue, green, and turquoise pathways for minimizing hydrogen production costs from steam methane reforming with CO₂ capture. **Energy Conversion and Management**, [s. l.], v. 274, p. 116458, 2022. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890422012365>.

RAMPRAKASH, B. *et al.* Current strategies and future perspectives in biological hydrogen production: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 168, p. 112773, 2022.

RAMSDEN, T. **An Evaluation of the Total Cost of Ownership of Fuel Cell Powered Material Handling Equipment**. [S. l.: s. n.], 2013.

RAO, P.; YOON, M. Potential Liquid-Organic Hydrogen Carrier (LOHC) Systems: A Review on Recent Progress. **Energies**, [s. l.], v. 13, n. 22, p. 6040, 2020.

RESTREPO, J. *et al.* Techno-economical evaluation of renewable hydrogen production through concentrated solar energy. **Energy Conversion and Management**, [s. l.], v. 258, p. 115372, 2022.

REUSS, Markus *et al.* A hydrogen supply chain with spatial resolution: Comparative analysis of infrastructure technologies in Germany. **Applied Energy**, [s. l.], v. 247, p. 438–453, 2019.

REUSS, M *et al.* Solar hydrogen production: a bottom-up analysis of different photovoltaic–electrolysis pathways. **Sustainable Energy & Fuels**, [s. l.], v. 3, n. 3, p. 801–813, 2019.

REZAEI, M.; NAGHDI-KHOZANI, N.; JAFARI, N. Wind energy utilization for hydrogen production in an underdeveloped country: An economic investigation. **Renewable Energy**, [s. l.], v. 147, p. 1044–1057, 2020. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148119314107>.

RINALDI, A. *et al.* Optimal pathways for the decarbonisation of the transport sector: Trade-offs between battery and hydrogen technologies using a whole energy system perspective. **Cleaner Production Letters**, [s. l.], v. 5, p. 100044, 2023.

ROCHA, K.; GUTIERREZ, M. B. G. P.; HAUSER, P. **A remuneração dos investimentos em energia renovável no Brasil: Uma proposta metodológica ao benchmark da UNFCCC para o Brasil**. [S. l.]: Texto para Discussão, 2012.

RODRÍGUEZ, C. *et al.* Analysis of the potential for hydrogen production in the province of Córdoba, Argentina, from wind resources. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 35, n. 11, p. 5952–5956, 2010. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319909020291>.

SAMY, M. M.; BARAKAT, S.; RAMADAN, H. S. A flower pollination optimization algorithm for an off-grid PV-Fuel cell hybrid renewable system. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 44, n. 4, p. 2141–2152, 2019.

SAPOUNTZI, F. M. *et al.* Electrocatalysts for the generation of hydrogen, oxygen and synthesis gas. **Progress in Energy and Combustion Science**, [s. l.], v. 58, p. 1–35, 2017.

SAYEDIN, F. *et al.* Optimization of Photovoltaic Electrolyzer Hybrid systems; taking into account the effect of climate conditions. **Energy Conversion and Management**, [s. l.], v. 118, p. 438–449, 2016.

SAYGIN, D.; LEE, M. Financing cost impacts on cost competitiveness of green hydrogen in emerging and developing economies. [s. l.], 2023.

SCAMMAN, D.; NEWBOROUGH, M. Using surplus nuclear power for hydrogen mobility and power-to-gas in France. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 41, n. 24, p. 10080–10089, 2016.

SHERIF, S. Liquid hydrogen: Potential, problems, and a proposed research program. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 22, n. 7, p. 683–688, 1997.

SHIVA KUMAR, S.; HIMABINDU, V. Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review. **Materials Science for Energy Technologies**, [s. l.], v. 2, n. 3, p. 442–454, 2019. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2589299119300035>.

SINGH, R.; ALTAEE, A.; GAUTAM, S. Nanomaterials in the advancement of hydrogen energy storage. **Heliyon**, [s. l.], v. 6, n. 7, p. e04487, 2020.

SINGH, A.; BAREDAR, P.; GUPTA, B. Techno-economic feasibility analysis of hydrogen fuel cell and solar photovoltaic hybrid renewable energy system for academic research building. **Energy Conversion and Management**, [s. l.], v. 145, p. 398–414, 2017.

SIYAL, S. H. *et al.* A preliminary assessment of wind generated hydrogen production potential to reduce the gasoline fuel used in road transport sector of Sweden. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 40, n. 20, p. 6501–6511, 2015.

SOLAYMANI, S. CO₂ emissions patterns in 7 top carbon emitter economies: The case of transport sector. **Energy**, [s. l.], v. 168, p. 989–1001, 2019.

SONG, H.; OZKAN, U. S. Economic analysis of hydrogen production through a bio-ethanol steam reforming process: Sensitivity analyses and cost estimations. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 35, n. 1, p. 127–134, 2010.

SORGULU, F.; DINCER, I. Cost evaluation of two potential nuclear power plants for hydrogen production. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 43, n. 23, p. 10522–10529, 2018.

STANKO, B.; ZELLER, T. The arrival of a new GAAP: International financial reporting standards. **Journal of Economics and Business Research**, [s. l.], v. 8, n. 10, 2010.

SUN, H. *et al.* Optimal siting and sizing of hydrogen refueling stations considering distributed hydrogen production and cost reduction for regional consumers. **International Journal of Energy Research**, [s. l.], v. 43, n. 9, p. 4184–4200, 2019.

TANG, O.; REHME, J.; CERIN, P. Levelized cost of hydrogen for refueling stations with solar PV and wind in Sweden: On-grid or off-grid?. **Energy**, [s. l.], v. 241, p. 122906, 2022.

TAO, Y.; EBBESEN, S. D.; MOGENSEN, M. B. Carbon Deposition in Solid Oxide Cells during Co-Electrolysis of H₂O and CO₂. **Journal of The Electrochemical Society**, [s. l.], v. 161, n. 3, p. F337–F343, 2014.

TARHAN, C.; ÇIL, M. A. A study on hydrogen, the clean energy of the future: Hydrogen storage methods. **Journal of Energy Storage**, [s. l.], v. 40, p. 102676, 2021.

TARKOWSKI, M. Towards a More Sustainable Transport Future—The Cases of Ferry Shipping Electrification in Denmark, Netherland, Norway and Sweden. *In*: [S. l.: s. n.], 2021. p. 177–191.

TEICHMANN, D. *et al.* Energy storage in residential and commercial buildings via Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC). **Energy & Environmental Science**, [s. l.], v. 5, n. 10, p. 9044, 2012.

THAPA, B. S. *et al.* Green hydrogen potentials from surplus hydro energy in Nepal. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 46, n. 43, p. 22256–22267, 2021.

TRCHOUNIAN, A. Mechanisms for hydrogen production by different bacteria during mixed-acid and photo-fermentation and perspectives of hydrogen production biotechnology. **Critical Reviews in Biotechnology**, [s. l.], v. 35, n. 1, p. 103–113, 2015.

TRCHOUNIAN, K.; TRCHOUNIAN, A. Hydrogen production from glycerol by *Escherichia coli* and other bacteria: An overview and perspectives. **Applied Energy**, [s. l.], v. 156, p. 174–184, 2015.

TRIPATI, S. A brief review on nuclear energy. *In*: , 2023. **Anais [...]**. [S. l.: s. n.], 2023. p. 020003.

UNIÃO EUROPEIA. Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis (reformulação). **Jornal Oficial da União Europeia**: p. 82–209, 11 dez. 2018. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj>. Acesso em: 7 mar. 2025.

URSÚA, A. *et al.* Integration of commercial alkaline water electrolyzers with renewable energies: Limitations and improvements. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 41, n. 30, p. 12852–12861, 2016.

URSUA, A.; GANDIA, L. M.; SANCHIS, P. Hydrogen Production From Water Electrolysis: Current Status and Future Trends. **Proceedings of the IEEE**, [s. l.], v. 100, n. 2, p. 410–426, 2012.

USMAN, M. R. Hydrogen storage methods: Review and current status. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 167, p. 112743, 2022.

VALENTE, A. *et al.* Life-cycle performance of hydrogen as an energy management solution in hydropower plants: A case study in Central Italy. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 40, n. 46, p. 16660–16672, 2015.

VAN DER ROEST, E. *et al.* Introducing Power-to-H₂: Combining renewable electricity with heat, water and hydrogen production and storage in a neighbourhood. **Applied Energy**, [s. l.], v. 257, p. 114024, 2020.

VELUSWAMY, H. P.; KUMAR, R.; LINGA, P. Hydrogen storage in clathrate hydrates: Current state of the art and future directions. **Applied Energy**, [s. l.], v. 122, p. 112–132, 2014.

VICENTE, J. *et al.* Reaction pathway for ethanol steam reforming on a Ni/SiO₂ catalyst including coke formation. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 39, n. 33, p. 18820–18834, 2014.

VIDUEIRA, J. M.; CONTRERAS, A.; VEZIROGLU, T. N. PV autonomous installation to produce hydrogen via electrolysis, and its use in FC buses. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 28, n. 9, p. 927–937, 2003.

VIKTORSSON, L. *et al.* A Step towards the Hydrogen Economy—A Life Cycle Cost Analysis of A Hydrogen Refueling Station. **Energies**, [s. l.], v. 10, n. 6, p. 763, 2017.

VOSTAKOLA, M.; SALAMATINIA, B.; HORRI, B. A Review on Recent Progress in the Integrated Green Hydrogen Production Processes. **Energies**, [s. l.], v. 15, n. 3, p. 1209, 2022.

WANG, B. *et al.* Techno-economic analysis and optimization of a novel hybrid solar-wind-bioethanol hydrogen production system via membrane reactor. **Energy Conversion and Management**, [s. l.], v. 252, p. 115088, 2022. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890421012644>.

WAPPLER, M. *et al.* Building the green hydrogen market – Current state and outlook on green hydrogen demand and electrolyzer manufacturing. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 47, n. 79, p. 33551–33570, 2022. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319922033900>.

WIJAYANTA, A. T. *et al.* Liquid hydrogen, methylcyclohexane, and ammonia as potential hydrogen storage: Comparison review. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 44, n. 29, p. 15026–15044, 2019.

WITKOWSKI, A. *et al.* Comprehensive analysis of hydrogen compression and pipeline transportation from thermodynamics and safety aspects. **Energy**, [s. l.], v. 141, p. 2508–2518, 2017.

WWF-BRASIL. **Rotas para a Produção de Hidrogênio Sustentável no Brasil: Análise ambiental e econômica**. [S. l.: s. n.], 2023. Disponível em: <https://www.wwf.org.br/?85960/Brasil-e-competitivo-na-producao-de-hidrogenio-de-baixo-carbono-mostra-estudo>. Acesso em: 9 fev. 2025.

YANG, C.; OGDEN, J. Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 32, n. 2, p. 268–286, 2007.

YUANSHENG, H. *et al.* A two-stage planning and optimization model for water - hydrogen integrated energy system with isolated grid. **Journal of Cleaner Production**, [s. l.], v. 313, p. 127889, 2021.

YUNEZ-CANO, A. *et al.* Solar-hydrogen hybrid system integrated to a sustainable house in Mexico. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 41, n. 43, p. 19539–19545, 2016.

YUSAF, T. *et al.* Sustainable hydrogen energy in aviation – A narrative review. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 52, p. 1026–1045, 2024.

ZAINAL, B. S. *et al.* Recent advancement and assessment of green hydrogen production technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 189, p. 113941, 2024.

ZENG, K.; ZHANG, D. Recent progress in alkaline water electrolysis for hydrogen production and applications. **Progress in Energy and Combustion Science**, [s. l.], v. 36, n. 3, p. 307–326, 2010. Disponível em:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360128509000598>.

ZHANG, H. L. *et al.* Concentrated solar power plants: Review and design methodology. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 22, p. 466–481, 2013.

ZHANG, F. *et al.* The survey of key technologies in hydrogen energy storage. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 41, n. 33, p. 14535–14552, 2016a. Disponível em:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319916318171>.

ZHANG, F. *et al.* The survey of key technologies in hydrogen energy storage. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 41, n. 33, p. 14535–14552, 2016b.

ZHANG, J.; FAN, C.; ZANG, L. Improvement of hydrogen production from glucose by ferrous iron and biochar. **Bioresource Technology**, [s. l.], v. 245, p. 98–105, 2017.

ZHANG, G.; WAN, X. A wind-hydrogen energy storage system model for massive wind energy curtailment. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 39, n. 3, p. 1243–1252, 2014.

ZHENG, J. *et al.* Development of high pressure gaseous hydrogen storage technologies. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 37, n. 1, p. 1048–1057, 2012.

ZHOU, K. Optimal energy management strategy and system sizing method for stand-alone photovoltaic-hydrogen systems. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 33, n. 2, p. 477–489, 2008.

ŽIŽLAVSKÝ, O. Net Present Value Approach: Method for Economic Assessment of Innovation Projects. **Procedia - Social and Behavioral Sciences**, [s. l.], v. 156, p. 506–512, 2014.