



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

AMANDA SÁ DE CARVALHO

**VIABILIDADE DO HIDROGÊNIO VERDE UTILIZANDO FONTES RENOVÁVEIS: Estudo
de caso para uma fábrica de vidros em Pernambuco**

Recife
2024

AMANDA SÁ DE CARVALHO

**VIABILIDADE DO HIDROGÊNIO VERDE UTILIZANDO FONTES RENOVÁVEIS:
Estudo de caso para uma fábrica de vidros em Pernambuco**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador(a): Prof. Dr. Jeydson Lopes da Silva

Recife
2024

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do programa de geração automática do SIB/UFPE

Carvalho, Amanda Sá de.

Viabilidade do hidrogênio verde utilizando fontes renováveis: estudo de caso para uma fábrica de vidros em Pernambuco / Amanda Sá de Carvalho. - Recife, 2024.

119 p... : il., tab.

Orientador(a): Jeydson Lopes da Silva

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Engenharia Elétrica - Bacharelado, 2024.

1. geração centralizada. 2. energia solar. 3. energias renováveis. 4. transição energética. 5. hidrogênio verde. I. Silva, Jeydson Lopes da. (Orientação). II. Título.

620 CDD (22.ed.)

AMANDA SÁ DE CARVALHO

**VIABILIDADE DO HIDROGÊNIO VERDE UTILIZANDO FONTES RENOVÁVEIS:
Estudo de caso para uma fábrica de vidros em Pernambuco**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovado em: 11/10/2024.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Jeydson Lopes da Silva (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Douglas Contente Pimentel Barbosa (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Eng. M.Sc. Samuel Dias Vasconcelos (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Este trabalho é dedicado aos meus pais,
Luciano e Iris, que acreditaram no meu sonho

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus, por me conceder a bênção de viver este momento, guiando todos os meus passos e iluminando o caminho para as melhores decisões. Aos meus pais, Luciano e Iris, minha eterna fonte de força, a quem devo minha vida e cada conquista ao longo desta jornada. O amor incondicional e a dedicação incansável de vocês foram os pilares que me sustentaram em cada desafio e me impulsionaram a seguir em frente. Ao meu tio Cicero, cuja presença e apoio constante foram fundamentais desde o primeiro até o último dia desta caminhada. Foi o senhor que me apresentou à Engenharia e me inspirou a sonhar grande, motivando-me a alcançar tudo o que conquistei até aqui. Aos meus avós, Inácio e Maria José, que me criaram com tanto carinho, sempre priorizando minha educação e valores. Serei eternamente grata por todo o amor e dedicação que recebi de vocês. Aos meus avós Altamiro e Carmelita, que, mesmo distante, se fizeram presentes em cada etapa dessa jornada em Recife, apoiando-me da melhor maneira possível. Ao meu noivo, Laerte Filho, minha força nos momentos mais difíceis e minha paz em meio ao caos. Obrigada por acreditar no meu potencial, por estar ao meu lado em cada etapa deste caminho e por compartilhar comigo os desafios e as vitórias.

À Watt Consultoria, por me proporcionar um ambiente de aprendizado contínuo, ampliando meus conhecimentos e abrindo minha mente para infinitas possibilidades, além de me ajudar a crescer como pessoa. Ao CER, à Professora Olga e ao Rodrigo, pela oportunidade de participar do projeto de pesquisa do CRESPE, onde me apaixonei pelas energias renováveis e descobri uma nova dimensão para a engenharia. À Atiaia Renováveis, por me oferecer a primeira oportunidade de desenvolvimento profissional, onde encontrei minha verdadeira vocação dentro da Engenharia. Um agradecimento especial à Lígia Fernanda e ao Engenheiro Thiago Breno, que me orientaram com dedicação, me ensinando sobre responsabilidades e acreditaram no valor das minhas contribuições.

Por fim, ao meu orientador, Professor Dr. Jeydson Lopes, minha profunda gratidão por aceitar este desafio ao meu lado. Obrigada pelos ensinamentos, pelas discussões enriquecedoras e por todo o apoio durante a confecção deste trabalho. Não poderia ter escolhido um mentor melhor para essa jornada.

Não fui que ordenei você? Seja forte e corajoso! Não se apavore nem desanime, pois o senhor, o seu Deus, estará com você por onde você andar. (Josué 1:9)

RESUMO

Atualmente, a Matriz Energética Brasileira tem apresentado um crescimento exponencial com cerca de 77,9% em energias renováveis. A crescente demanda por energia limpa tem impulsionado o desenvolvimento de energia solar fotovoltaica no país, com investimento em projetos de grande escala, além de ter se tornado mais eficiente e acessível. O governo brasileiro tem implementado políticas e incentivos para promover o crescimento da energia solar fotovoltaica, como leilões de energia e linhas de financiamento específicas para projetos solares, fomentando o investimento no setor e atraindo empresas nacionais e estrangeiras para o mercado solar brasileiro. A conscientização sobre os benefícios ambientais e econômicos da energia solar tem aumentado, levando mais pessoas a optarem por essa fonte de energia limpa, isso tem contribuído para a expansão do setor e para a redução das emissões de gases de efeito estufa no país. Diante desse cenário, muito se discute sobre a transição energética e a necessidade de associar a energia solar, intermitente, com tecnologias de armazenamento como baterias ou hidrogênio verde. Este trabalho visa explorar duas tecnologias promissoras: a energia solar, abundante em várias regiões do Brasil, e o hidrogênio verde, uma energia de baixo carbono. O objetivo é analisar publicações que relacionam a produção de hidrogênio verde com a energia solar como fonte primária, identificar suas vantagens, descrever sua cadeia produtiva, limitações e desafios. Busca-se contribuir para o entendimento do investimento nessas fontes, sua viabilidade e os retornos financeiros do ponto de vista mercadológico e técnico.

Palavras-chave: geração centralizada; energia solar; energias renováveis; transição energética; hidrogênio verde.

ABSTRACT

Currently, the Brazilian Energy Matrix has shown exponential growth, with approximately 77.9% coming from renewable energy. The growing demand for clean energy has driven the development of photovoltaic solar energy in the country, with investment in large-scale projects, in addition to becoming more efficient and accessible. The Brazilian government has implemented policies and incentives to promote the growth of photovoltaic solar energy, such as energy auctions and specific financing lines for solar projects, encouraging investment in the sector and attracting national and foreign companies to the Brazilian solar market. Awareness of the environmental and economic benefits of solar energy has increased, leading more people to opt for this clean energy source, which has contributed to the expansion of the sector and to the reduction of greenhouse gas emissions in the country. Given this scenario, there is much discussion about the energy transition and the need to associate intermittent solar energy with storage technologies such as batteries or green hydrogen. This work aims to explore two promising technologies: solar energy, abundant in several regions of Brazil, and green hydrogen, a low-carbon energy. The objective is to analyze publications that relate the production of green hydrogen with solar energy as a primary source, identify its advantages, describe its production chain, limitations and challenges. The aim is to contribute to the understanding of investment in these sources, their viability and financial returns from a marketing and technical point of view.

Keywords: centralized generation; solar energy; renewable energy; energy transition; green hydrogen.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Matriz Elétrica Brasileira, 2024.	20
Figura 2 - Acompanhamento da implantação das centrais geradoras de energia elétrica.....	21
Figura 3 – Previsão de Operação Comercial em MW por Tipo de Usina.	21
Figura 4 – Previsão de Viabilidade de Operação Comercial em MW.....	22
Figura 5 – Mapa de Previsão de Viabilidade de Operação Comercial por Região....	22
Figura 6 - Organograma da governança e organização do setor elétrico nacional. ...	25
Figura 7 - Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil.....	30
Figura 8 - Geração Distribuída solar fotovoltaica no Brasil por classe de consumo em setembro de 2024.	31
Figura 9 – Potência instalada (MW) e status das usinas solares fotovoltaicas outorgadas do mercado regulado e do mercado livre por estados em setembro de 2024.	33
Figura 10 - Demanda brasileira de hidrogênio em 2024.	39
Figura 11 - Plano de implantação do hidrogênio de baixo carbono no Brasil até 2035.	42
Figura 12 - Capacidade produtiva de hidrogênio por estado e projetos.	46
Figura 13 – Representação do Sol em relação ao plano Horizontal.	56
Figura 14 – Diagrama unifilar da subestação unitária utilizando inversores tipo central.	59
Figura 15 - Diagrama unifilar da subestação unitária utilizando inversores tipo String.	61
Figura 16 – Célula combustível com Membrana Trocadora de Prótons.....	63
Figura 17 – Componentes de um Stack de células tipo PEMFC.....	68
Figura 18 – Eletrolisador PEM Siemens.....	72
Figura 19 – Complexo Fotovoltaico Maravilhas.....	80
Figura 20 – Visão esquemática de uma instalação de caverna de sal para produção de hidrogênio e armazenamento de gás.	86
Figura 21 – Fluxo de produção do hidrogênio verde.	87
Figura 22 – Eletrolisar Hytron de tecnologia PEM.....	89
Figura 23 – Simulação do Eletrolisador.....	90

Figura 24 – LCOE por tipo de fonte.....	93
Figura 25 – Índice de LCOH de Hidrogênio Verde da CELA, US\$/kg.	95
Figura 26 – Custo total de produção de Hidrogênio em 2030.	96
Figura 27 – Perspectiva do custo de produção de hidrogênio em 2030.....	97
Figura 28 – Emissões regionais relacionadas à energia.	104
Figura 29 – Demanda anual mundial de eletricidade por seguimento.....	107
Figura 30 – Demanda mundial de hidrogênio e seus derivados como transformador de energia por setor.	108
Figura 31 – Expansão da infraestrutura nacional de energia elétrica para atender a produção de hidrogênio verde.....	109
Figura 32 – Oportunidade de importação de hidrogênio verde.	110
Figura 33 – Produção mundial de hidrogênio por rota de produção.....	111
Figura 34 – Capacidade solar global, média de 10 anos.	113

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Classificação do hidrogênio por cor.	36
Tabela 2 – Emissões de Carbono por processo produtivo.	48
Tabela 3 – Tamanho dos módulos fotovoltaicos monocristalinos.	54
Tabela 4 – Descrição dos principais tipos de células a combustível.	66
Tabela 5 – Visão geral dos Eletrolisadores.	76
Tabela 6 – Capacidade instalada das UFVs Maravilhas I e II.	79
Tabela 7 – TMY das UFVs Maravilhas I e II.	79
Tabela 8 – Características Técnicas dos Módulos Fotovoltaicos.	81
Tabela 9 – Características Técnicas do Inversor Huawei.	82
Tabela 10 – Características Técnicas dos STS.	82
Tabela 11 – Previsão de geração mensal (P50)	83
Tabela 12 – Energia líquida anual [MWh/ano].	83
Tabela 13 – Características Técnicas do Eletrolisador Hytron.	90
Tabela 14 - Resultados da análise do projeto para a fábrica de vidros planos.	101

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABBEÓLICA	Associação Brasileira de Energia Eólica
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ADS	Área de Desenvolvimento da Subestação
AEL	Eletrolisador Alcalino
AEM	Anion Exchange Membrane
AFC	Alkaline Fuel Cell
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional de Petróleo
APE	Autoprodutor de Energia
ASTM	Sociedade Americana para Testes e Materiais
AT	Alta Tensão
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BNEF	BloombergNEF
BOP	Balance Of Plant
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CAPEX	Capital Expenditure
CC	Corrente Contínua
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCS	Captura e Armazenamento de Carbono
CCU	Captura e Utilização do Carbono
CELA	Clean Energy Latin America
CGEE	Centro de Gestão e Estudos Estratégicos
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
COP	Conferência das Partes
DAFCs	Direct Alcohol Fuel Cells
DC	Corrente Contínua
DHI	Irradiância Difusa Horizontal

DMFC	Direct Methanol Fuel Cells
EPC	Engineering, Procurement and Construction
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FCR	Razão de Produção de Hidrogênio
GEE	Gases do Efeito Estufa
GHI	Irradiância Global Horizontal
GW	Gigawatt
H2V	Hidrogênio Verde
HJT	Heterojunction
HRS	Hydrogen Refuelling Station
IEA	Agência Internacional de Energia
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
IPHE	International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy
IPI	Imposto sobre Produtos Industrializados
IRENA	International Renewable Energy Agency
kWh/kg	Quilowatt hora por quilo
LCOE	Levelized Cost of Electricity
LCOH	Levelized Cost of Hydrogen
LCOS	Levelized Cost of Storage
MBRE	Mercado Brasileiro de Redução de Emissões
MCFCs	Molten Carbonate Fuel Cells
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MME	Ministério de Minas e Energia
MMGG	Micro e Minigeração Distribuída
MoU	Memorando de Entendimento
MVA	Potência Aparente
MW	Megawatt
MWh	Megawatt hora
MWh/ano	Megawatt hora por ano
MWh/dia	Megawatt hora dia
MWp	Megawatt pico
MPP	Ponto de Máxima Potência
MPPT	Maximum Power Point Tracking
NBC	Non-Busbar Cell

NDCs	Nationally Determined Contributions
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPEX	Operational Expenditure
PAFCs	Phosphoric Acid Fuel Cells
PASEP	Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público
PEM	Proten Exchange Membrane
PEMFC	Proton Exchange Membrane Fuel Cell
PERC	Passivated Emitter and Rear Cell
PHES	Sistemas de Armazenamento Hidrelétrico Bombeado
PIS	Programa de Integração Social
PNH2	Programa Nacional do Hidrogênio
PPA	Power Purchase Agreement
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
P2G	Power to Gas
P2H	Power to Heat
P2P	Power to Power
RCES	Reduções Certificadas de Emissões
REC	Certificado de Energia Renovável
Rehidro	Regime Especial de Incentivos para a Produção de Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono
Reidi	Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura
SCEE	Compensação de Energia Elétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional
SOEC	Solid Oxide Electrolysis Cells
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell
STC	Standard Test Conditions
STS	Smart Transformer Station
TMY	Typical Meteorological Year
TOPCon	Tunnel Oxide Passivated Contact
UFV	Central Geradora Fotovoltaica
ZPE	Zonas de Processamento de Exportação

LISTA DE SÍMBOLOS

A/cm^2	Corrente elétrica por centímetros quadrados
bar	Unidade de medida de pressão
$^{\circ}C$	Graus Celsius
CO_2	Dióxido de Carbono
e	Elétron
E_{PT}	Energia gerada pelo sistema solar fotovoltaico
EJ/ano	Exajoules por ano
GW	Gigawatt
GtH ₂	Gigatoneladas de hidrogênio
H_2	Hidrogênio
H_2O	Água
H_{WT}	Energia necessária para produzir um quilo de hidrogênio
kg	Quilograma
km	Quilômetro
km/h	Quilômetro por hora
kV	Quilovolt
m_3	Metro cúbico
m_3/dia	Metro cúbico por dia
Mt/ano	Megatoneladas por ano
MtH ₂	Megatoneladas de hidrogênio
MtH ₂ /ano	Megatoneladas de hidrogênio por ano
N_2	Nitrogênio
NH_3	Amônia
nm	Nanômetro
P_{DC}	Potência Contínua
P_{DA}	Potência Alternada
P_{50}	Produção de energia média estimada em cinquenta por cento
PWh	Petawatts hora
PWh/ano	Petawatts hora por ano
R\$	Real
$R\$/m_3$	Real por metro cúbico
$R\$/ano$	Real por ano
$R\$/MWh$	Real por Megawatt hora

TW	Terawatt
O_2	Oxigênio
u	Massa Atômica
US\$/kg	Dólar por quilograma
US\$/kgH ₂	Dólar por quilograma de hidrogênio
US\$/MWh	Dólar por Megawatt hora
US\$/W	Dólar por Watts
US\$/Wp	Dólar por Watts pico
W/m ²	Watts por unidade de área
Wh/m ²	Watt hora por unidade de área
Wp	Watts pico
Z	Número Atômico
θ_z	Ângulo Zenital
γ_s	Ângulo Azimutal do Sol
α	Altura ou Elevação Solar
$\mu\text{S/cm}$	Micro-Siemens por centímetro

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	18
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO	18
1.2	MOTIVAÇÃO DO TRABALHO	19
1.3	OBJETIVO GERAL.....	23
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	24
2.1	SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	24
2.1.1	Instituições do setor elétrico	25
2.1.2	Ambientes de contratação de energia	28
2.1.3	Geração de energia solar	29
2.1.3.1	<i>Geração Distribuída.....</i>	<i>29</i>
2.1.3.2	<i>Geração Centralizada.....</i>	<i>31</i>
2.2	HIDROGÊNIO DE BAIXO CARBONO.....	33
2.2.1	Hidrogênio	33
2.2.1.1	<i>Tipos de Hidrogênio.....</i>	<i>35</i>
2.2.2	Rotas do Hidrogênio.....	37
2.2.2.1	<i>Estímulos ao hidrogênio de baixo carbono no Brasil.....</i>	<i>39</i>
2.2.2.2	<i>Implantação de projetos pilotos no Brasil.....</i>	<i>42</i>
3	DESENVOLVIMENTO DO PROJETO DE HIDROGÊNIO VERDE.....	47
3.1	ESTRUTURA DO PROJETO PARA IMPLANTAÇÃO	49
3.1.1	Financiamento, contratos e incentivos.....	50
3.1.2	Termos e conceitos	52
4	METODOLOGIA.....	78
4.1	EMPREENHIMENTO DE REFERÊNCIA	79
4.1.1	Curva A do Complexo Fotovoltaico Maravilhas	80
5	ANÁLISE DE VIABILIDADE DO HIDROGÊNIO VERDE	85
5.1.1	Custos Nivelados.....	92
5.1.2	CAPEX e OPEX.....	99
5.1.3	Regulatório	102
6	CONCLUSÃO.....	107
	REFERÊNCIAS.....	115

1 INTRODUÇÃO

As mudanças climáticas, com destaque para o aquecimento global, têm se tornado cada vez mais evidentes em nosso cotidiano, enfatizando a urgência de uma transformação radical na matriz energética global, ainda fortemente dependente de combustíveis fósseis. Estes combustíveis são os principais responsáveis pela emissão de gases poluentes, como o dióxido de carbono (CO₂), que figura como o principal gás de efeito estufa. Nesse cenário, o hidrogênio emerge como uma solução promissora desde a década de 1970, especialmente após a primeira grande crise do petróleo. Suas inúmeras vantagens como, abundância na natureza, não toxicidade, facilidade de dispersão e capacidade de armazenamento. Posicionam-no como uma alternativa viável para o transporte de energia renovável, permitindo a movimentação de energia por longas distâncias, inclusive através dos oceanos. Este trabalho tem como objetivo explorar o potencial do hidrogênio como uma solução para uma indústria de vidros planos em Pernambuco, visando a redução das emissões de carbono e contribuindo para um futuro mais sustentável.

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

Em 2022, a crise energética na Europa, intensificada pelo conflito entre Rússia e Ucrânia, levou os preços da energia a níveis recordes, ressaltando a urgente necessidade de segurança energética na transição para uma economia verde. Nesse cenário, a Conferência do Clima da ONU (COP 27) teve como foco a formalização de acordos e metas para limitar o aquecimento global a 1,5°C até o final do século, em conformidade com o Acordo de Paris de 2015 [1].

A Agência Internacional de Energia (IEA) delineou um caminho sustentável para o setor energético global, denominado Net Zero by 2050, destacando o papel essencial do hidrogênio de baixo carbono na busca por emissões líquidas zero de CO₂ até 2050 [2]. A atual transição energética, impulsionada pelas metas de descarbonização, tem fomentado o desenvolvimento do hidrogênio verde (H₂V), produzido a partir da eletrólise utilizando energia de fontes renováveis. Para ser classificado como "verde", o hidrogênio deve ser gerado sem a utilização de

combustíveis prejudiciais ao meio ambiente, tanto na sua produção quanto no seu transporte.

Nesse contexto, a atuação da União Europeia, especialmente de países como Alemanha e Portugal, ganha destaque, com inúmeros projetos impulsionados pela iniciativa privada. A Alemanha, em particular, implementou uma estratégia nacional voltada para o H2V, com o objetivo de se tornar líder mundial nessa indústria. O país investe no desenvolvimento de tecnologias para a produção de H2V e células de combustível, além de estabelecer parcerias internacionais para cofinanciamento e cooperação, posicionando-se como um potencial importador de H2V e líder na cadeia global desse vetor energético.

No Brasil, mudanças significativas nas políticas energéticas estão em andamento, impulsionadas pelo crescimento da energia solar fotovoltaica. Contudo, o atual cenário de escoamento tem dificultado a implantação de novas usinas fotovoltaicas desde 2021. Apesar de a energia excedente gerada poder ser utilizada para a produção de hidrogênio verde, estudos mostram que os períodos de "curtailment" são insuficientes para viabilizar economicamente essa produção. Assim, a viabilidade econômica do hidrogênio verde dependerá da criação de sistemas híbridos dedicados integralmente à produção e armazenamento de hidrogênio. Quanto maior o tempo dedicado à produção de hidrogênio, maior será a viabilidade econômica do projeto, contribuindo para a segurança energética e ajudando a equilibrar a rede elétrica, compensando a intermitência das fontes renováveis.

1.2 MOTIVAÇÃO DO TRABALHO

A matriz elétrica brasileira é composta por aproximadamente 85% de fontes renováveis, conforme o infográfico da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) apresentado na Figura 1 [3]. Essa composição torna o país competitivo em comparação com outros países e coloca o hidrogênio verde como uma solução central para a descarbonização da economia. Além disso, o Brasil possui forte competitividade de custos na geração de energia elétrica e uma ampla rede de transmissão, criando um cenário positivo para a difusão do hidrogênio verde.

No entanto, o desenvolvimento do quadro regulatório, políticas públicas e linhas de financiamento para o hidrogênio verde são pontos cruciais para a disseminação dessa nova cadeia produtiva. É essencial que políticas públicas sejam focadas nas oportunidades oferecidas pela transição energética e eficiência ambiental, considerando as vantagens naturais do Brasil, como sua vasta dimensão continental, clima tropical com abundância de água, sol e vento, além de reservas significativas de gás e petróleo.

Figura 1 - Matriz Elétrica Brasileira, 2024.



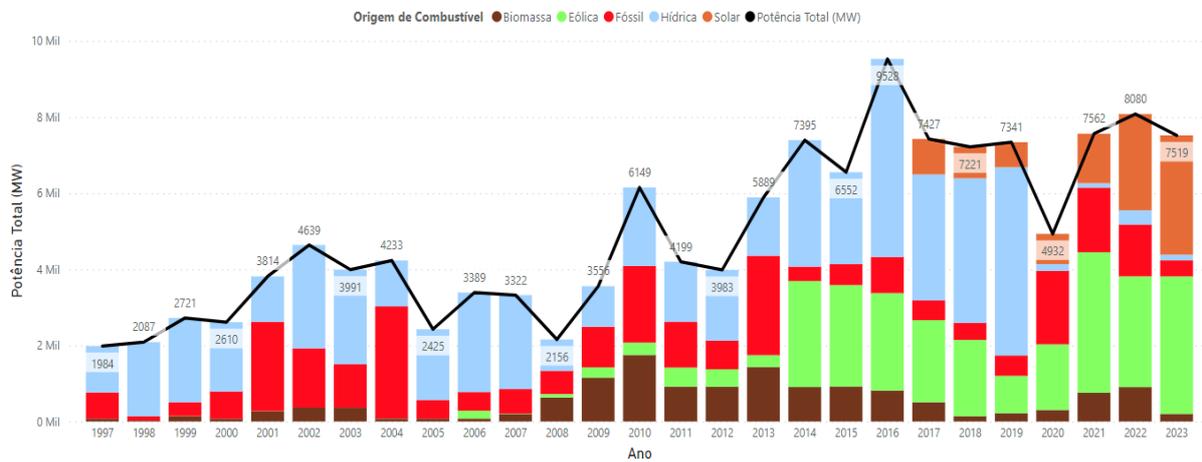
*A potência total da matriz não inclui a importação e segue critério aplicado pelo MME, que adiciona, nos valores de capacidade instalada, as quantidades de mini e microgeração distribuída associadas a cada tipo de fonte.

Fonte: adaptado de ABSOLAR [3].

Os maiores obstáculos para a construção de sistemas híbridos com produção e armazenamento focados em hidrogênio verde no Brasil são os custos de eletrolisadores, sistemas de estocagem e produção de energia elétrica. No entanto, a redução significativa dos custos das tecnologias de produção de energia solar e eólica tem tornado essas fontes mais competitivas. Portanto, é necessário estudar a

viabilidade da geração centralizada de energia solar fotovoltaica, que vem crescendo desde 2017 e que deverá experimentar, em 2029, o maior aumento na capacidade instalada desde o início das atividades da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 1997, conforme o histórico mostrado nas Figuras 2 e previsão de viabilidade na Figura 3, 4 e 5. Essas centrais, conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) ou de uso exclusivo, podem servir como fonte de energia primária na produção e armazenamento de hidrogênio verde, um elemento-chave para a transição global para uma economia de baixo carbono.

Figura 2 - Acompanhamento da implantação das centrais geradoras de energia elétrica.



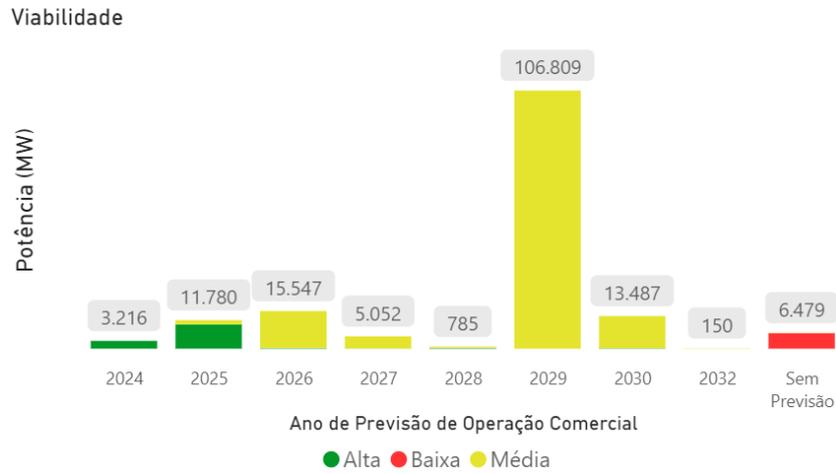
Fonte: Painel da ANEEL [4].

Figura 3 – Previsão de Operação Comercial em MW por Tipo de Usina.

Origem	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2032	Sem Previsão	Total
Biomassa	732,34	288,54	184,25	85,00	26,50	698,93	199,50		314,73	2.529,79
Eólica	1.125,90	2.387,00	777,50	444,00	708,60	17.914,75	409,52		283,90	24.051,17
Fóssil	301,22	2.469,37	1.077,22	1.571,89			157,10		363,48	5.940,27
Hídrica	105,79	187,32	271,81	111,30	49,50	301,63	7,48		601,45	1.636,27
Nuclear									1.350,00	1.350,00
Solar	950,61	6.447,48	13.236,60	2.839,37		87.893,61	12.713,82	150,00	3.564,98	127.796,47
Total	3.215,85	11.779,71	15.547,37	5.051,56	784,60	106.808,92	13.487,41	150,00	6.478,54	163.303,96

Fonte: Portal de Relatórios da ANEEL [4].

Figura 4 – Previsão de Viabilidade de Operação Comercial em MW.



Fonte: Portal de Relatórios da ANEEL [4].

Figura 5 – Mapa de Previsão de Viabilidade de Operação Comercial por Região.



Fonte: Portal de Relatórios da ANEEL [4].

Em conclusão, o Brasil encontra-se em um importante processo de transição em suas políticas energéticas, fundamental para complementar a oferta de energia no SIN e preservar o nível dos reservatórios de água, especialmente durante períodos de

escassez hídrica. Isso proporcionará maior segurança no fornecimento de energia para a sociedade [5].

1.3 OBJETIVO GERAL

O objetivo deste trabalho é realizar uma revisão abrangente sobre a tecnologia do hidrogênio verde, explorando suas propriedades, conceitos, métodos de obtenção e geração, além de sua classificação e armazenamento. O estudo também analisa os principais fabricantes de soluções e os aspectos econômicos associados ao hidrogênio verde. Ademais, busca avaliar a viabilidade financeira da aplicação do hidrogênio verde no Brasil, investigando seu nível de maturidade. Para isso, será desenvolvido um estudo de caso específico de uma fábrica de vidros em Pernambuco, considerando a utilização da energia solar fotovoltaica como fonte primária para produção de 5% do hidrogênio necessário em seu processo produtivo.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Nesse capítulo serão abordados os temas que servirão de base para fundamentação do trabalho.

2.1 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O setor elétrico brasileiro é organizado em diferentes segmentos, que incluem geração, transmissão, distribuição, regulamentação e comercialização de energia elétrica.

A geração de energia é o segmento da indústria de eletricidade responsável por produzir diferentes fontes de energia, sejam públicas ou privadas. Essas fontes incluem hidrelétricas, termelétricas, eólicas, solares, entre outras. O objetivo é injetar a energia produzida nos sistemas de transporte (transmissão e distribuição) para abastecer os consumidores.

A transmissão de energia envolve o transporte de grandes quantidades de energia provenientes das unidades geradoras até os centros de consumo. Isso é feito por meio de linhas de transmissão de alta tensão, integradas ao Sistema Interligado Nacional (SIN). O SIN é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte.

A distribuição de energia é realizada por empresas distribuidoras, também conhecidas como concessionárias. Elas recebem energia do sistema de transmissão e são responsáveis por entregá-la aos consumidores finais através de redes de distribuição de média e baixa tensão.

O setor elétrico brasileiro conta com órgãos reguladores como a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que regulamenta e fiscaliza as atividades do setor, e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), responsável pelo controle e operação do sistema elétrico brasileiro.

Existem também empresas comercializadoras de energia, que compram energia elétrica por meio de contratos bilaterais no ambiente livre e vendem aos consumidores. Essas empresas oferecem opções de contratação de energia para

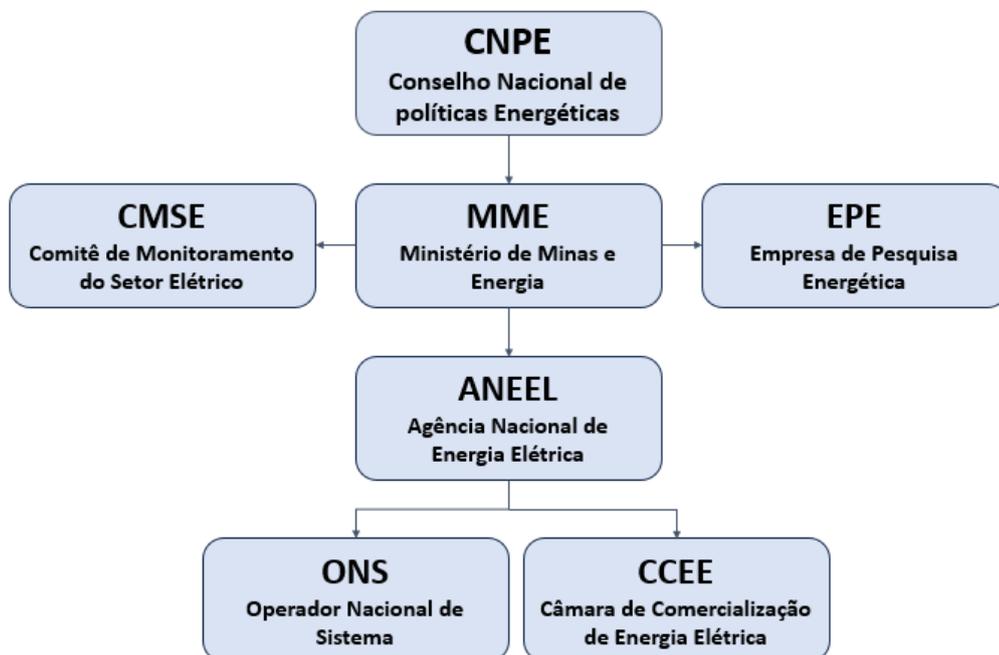
consumidores livres e especiais, ou para distribuidores por meio de leilões no ambiente regulado.

A organização do setor elétrico brasileiro visa garantir a segurança no suprimento, a confiabilidade e a eficiência na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Além disso, promove o desenvolvimento sustentável e o atendimento das demandas energéticas do país.

2.1.1 Instituições do setor elétrico

O setor elétrico nacional é estruturado em várias instituições, cada uma com papéis e responsabilidades distintas. A hierarquia e a inter-relação entre essas instituições podem ser ilustradas na Figura 6.

Figura 6 - Organograma da governança e organização do setor elétrico nacional.



Fonte: Autor.

As principais instituições e suas atribuições são descritas a seguir:

- **Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)**

O CNPE é um órgão interministerial de assessoramento à Presidência da República, encarregado da formulação de políticas e diretrizes para assegurar o suprimento de insumos energéticos em todo o país. Composto por representantes de diversos ministérios, órgãos governamentais e membros da sociedade civil, o CNPE define estratégias para o setor energético, avalia projetos e programas de energia, e propõe medidas para garantir a segurança energética e promover o uso eficiente dos recursos energéticos [6];

- **Ministério de Minas e Energia (MME)**

O MME é o órgão federal responsável pela formulação e implementação de políticas públicas relacionadas à mineração e energia no Brasil. Suas atribuições incluem o planejamento e a regulação do setor de mineração, a gestão de recursos naturais, a promoção do uso sustentável da energia, e a coordenação de projetos de infraestrutura energética. O MME também promove a segurança energética, o desenvolvimento sustentável e a diversificação da matriz energética brasileira [6];

- **Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)**

Sob a coordenação direta do MME, o CMSE monitora e avalia a continuidade e a segurança do suprimento de energia elétrica em todo o país. Composto por representantes de diversos órgãos, como o MME, ANEEL, EPE, ONS, ANP e CCEE, o CMSE analisa a situação do sistema elétrico, avalia riscos, propõe medidas para garantir a segurança do abastecimento e coordena ações de emergência em situações críticas, desempenhando um papel fundamental na gestão e planejamento do setor elétrico [6];

- **Empresa de Pesquisa Energética (EPE)**

A EPE, vinculada ao MME, realiza estudos e pesquisas para subsidiar o planejamento do setor energético. Suas atividades incluem a elaboração de projeções de demanda e oferta de energia, análise de alternativas para a expansão da matriz energética, avaliação de impactos ambientais e socioeconômicos, e elaboração de estudos de viabilidade e modelagem econômica de projetos de infraestrutura energética. A EPE apoia a tomada de decisões estratégicas pelo governo e pelo setor privado, promovendo o desenvolvimento sustentável e a segurança do abastecimento de energia [6];

- **Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)**

A ANEEL é uma autarquia federal responsável pela regulação e fiscalização da geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Seus principais papéis incluem a concessão de licenças e autorizações para empresas do setor elétrico, definição de tarifas, fiscalização do cumprimento de normas, e mediação de conflitos entre empresas e consumidores [6];

- **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)**

A CCEE é uma instituição sem fins lucrativos que reúne empresas geradoras, distribuidoras, comercializadoras e consumidores livres de energia para facilitar a negociação e operações de compra e venda de energia. A CCEE realiza o registro e a contabilização das transações, calcula os valores a serem pagos e recebidos, garante a adimplência das transações, promove a formação de preços de energia e realiza a liquidação financeira das operações [6];

- **Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)**

O ONS é uma entidade pública, sem fins lucrativos, responsável pela coordenação e controle da operação do sistema elétrico interligado do Brasil. Suas funções incluem o planejamento da operação do sistema, a programação da geração de energia, o monitoramento e controle em tempo real, a coordenação dos recursos

energéticos, e a administração da rede básica de transmissão. O ONS assegura a segurança e a estabilidade do sistema elétrico, promovendo a integração e coordenação entre geradores, transmissores, distribuidores e consumidores [6].

2.1.2 Ambientes de contratação de energia

No Brasil, a comercialização de energia elétrica ocorre em dois ambientes distintos: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Cada ambiente tem características específicas que influenciam a forma de contratação e negociação da energia.

No ACR, os consumidores não têm a opção de escolher seu fornecedor de energia elétrica. Os preços são fixados por meio de leilões regulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e podem variar de acordo com a bandeira tarifária estabelecida por cada distribuidora. Este ambiente é geralmente vinculado às concessionárias ou permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, e os consumidores são classificados no mercado regulado ou cativo. A energia é comprada e vendida com base em contratos e tarifas estabelecidas pelo poder regulador, garantindo a estabilidade e previsibilidade nos preços [7].

No ACL, consumidores que atendem a uma demanda contratada igual ou superior a 500 kW, conforme estabelecido pela Portaria nº 465/2019 do Ministério de Minas e Energia (MME), têm a liberdade de escolher seu fornecedor de energia elétrica. Neste ambiente, os consumidores podem negociar diretamente com geradores e comercializadores de energia, permitindo maior flexibilidade nas negociações e na definição dos preços e condições contratuais. Os contratos são ajustados de acordo com as necessidades e acordos entre as partes envolvidas, proporcionando um mercado mais dinâmico e competitivo [7].

Recentemente, a Portaria Normativa nº 50/2022 decretou que, a partir de 1º de janeiro de 2024, os consumidores classificados como Grupo A (alta tensão, composto por unidades consumidoras com conexão em tensão maior ou igual a 2,3 kV) poderão optar por comprar energia elétrica de qualquer concessionário, permissionário ou autorizado do Sistema Interligado Nacional. Esta mudança representa um avanço

significativo na modernização do setor elétrico, oferecendo mais opções e flexibilidade aos grandes consumidores e incentivando a concorrência no mercado [8].

2.1.3 Geração de energia solar

A geração de energia é um elemento fundamental da matriz energética contemporânea, dividindo-se em duas abordagens principais: geração centralizada e geração distribuída. A geração centralizada concentra a produção em grandes instalações, enquanto a geração distribuída utiliza sistemas menores, situados próximos ao ponto de consumo. Ambas as abordagens têm implicações significativas para a eficiência, sustentabilidade e resiliência do sistema energético. Nesse contexto, é essencial explorar os conceitos e os desafios de cada modelo para entender seu papel na transição energética.

2.1.3.1 Geração Distribuída

A geração distribuída refere-se à produção de energia elétrica em unidades próximas ao ponto de consumo, em vez de grandes usinas centrais. Este modelo permite uma maior eficiência e redução de perdas na transmissão, e tem sido promovido por políticas e regulamentações específicas.

O conceito de geração distribuída no Brasil ganhou força com a Resolução ANEEL 482, de 2012, que estabeleceu o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) para micro e minigeração distribuída (MMGD). Essa resolução permitiu a instalação de sistemas fotovoltaicos de pequeno porte, conectados à rede elétrica pública, proporcionando créditos para o consumidor gerador.

Em 24 de novembro de 2015, a Resolução Normativa nº 685 da ANEEL introduziu modalidades adicionais de geração distribuída, como o autoconsumo remoto e a geração compartilhada. Essas modalidades permitiram a alocação de créditos de energia para múltiplas unidades consumidoras, mesmo que localizadas em diferentes locais dentro da mesma área de concessão [9].

Com a publicação da Lei nº 14.300 em janeiro de 2022, houve uma atualização significativa nos limites de potência para micro e minigeração distribuída:

- **Microgeração distribuída**

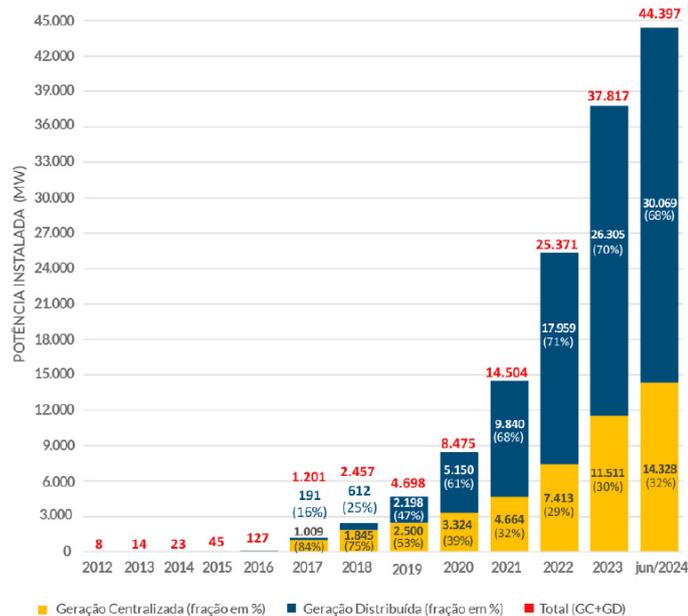
Central geradora de energia elétrica, com potência instalada, em corrente alternada, menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), ou fontes renováveis de energia elétrica [10].

- **Minigeração distribuída**

Central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada que não se classifica como microgeração distribuída e que possua potência instalada, em corrente alternada, maior que 75 kW e menor ou igual a 5 MW para as fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW para as fontes não despacháveis [10].

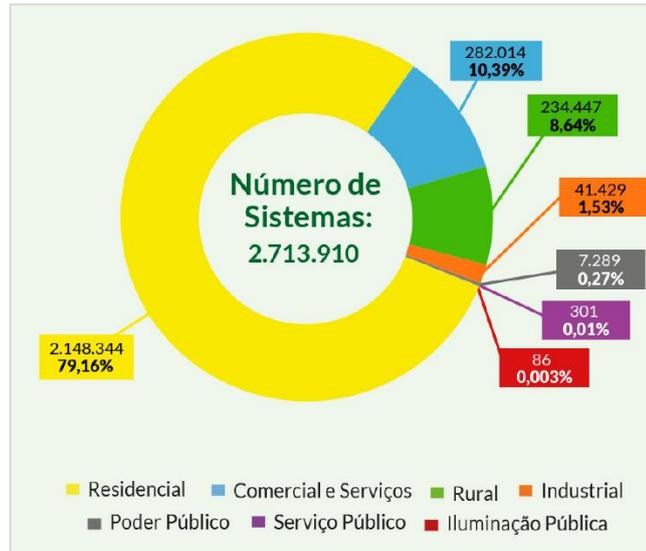
Foi definido no capítulo VI, referente as disposições transitórias, no artigo 26 que os consumidores que solicitaram o acesso até um ano após a publicação da mesma seguem com as mesmas condições de cobrança tarifária até 31 de dezembro de 2045 desde que se enquadre nos dispostos do mesmo [10]. Isso, gerou uma crescente demanda por energia renovável permitindo a instalação de plantas de maior porte ampliando a capacidade da MMGD em diferentes classes de consumo, conforme figura 7 e 8.

Figura 7 - Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil.



Fonte: adaptado de ABSOLAR [3].

Figura 8 - Geração Distribuída solar fotovoltaica no Brasil por classe de consumo em setembro de 2024.



Fonte: Adaptado de ABSOLAR [3].

2.1.3.2 Geração Centralizada

A geração centralizada é caracterizada por grandes instalações de geração de energia elétrica, frequentemente localizadas longe dos centros de consumo. Essas centrais podem incluir usinas fotovoltaicas de grande porte, que geram eletricidade a partir da radiação solar [11].

Uma Central Geradora Fotovoltaica (UFV) é uma instalação com potência superior a 5 MW, que pode operar em ambos os ambientes de contratação, Regulada (ACR) e Livre (ACL). A Resolução Normativa nº 1.071, de 29 de agosto de 2023, estabelece os requisitos técnicos, econômicos e ambientais para a instalação e operação dessas usinas. Para a implantação de uma usina fotovoltaica, o representante legal deve solicitar uma autorização de outorga à ANEEL, com a qual será publicado um Despacho de Registro do Requerimento de Outorga (DRO), com validade de 4 anos. Este despacho facilita o processo de licenciamento ambiental e a obtenção de outros documentos necessários. O processo de outorga requer a apresentação de [12]:

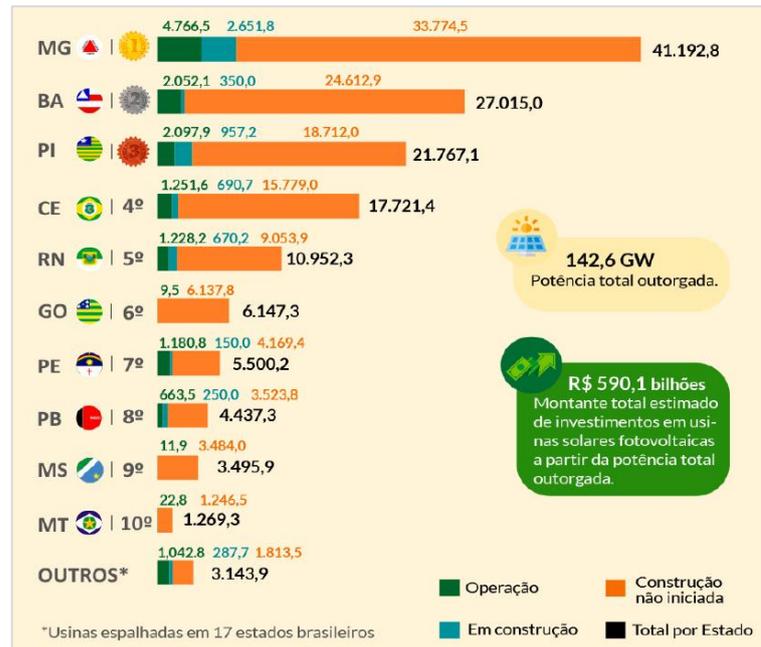
- Arranjo geral do empreendimento contendo a delimitação da poligonal do parque;

- Rede de interesse restrito do gerador, partindo da subestação coletora da usina até o ponto de conexão;
- Sumário de Certificação de medições solarimétricas e de estimativa da produção anual de energia elétrica associada ao empreendimento, emitida por certificador independente, com base em série de dados de pelo menos um ano de medição realizada por meio de medição satelital ou estação solarimétrica instalada no local do empreendimento;
- Sumário executivo contendo os dados básicos do empreendimento;
- Licença ambiental compatível com as características técnicas;

A rápida expansão das usinas fotovoltaicas no Brasil levou a problemas como o "ilhamento" ao redor de subestações da Rede Básica. Em resposta, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 1.055 em dezembro de 2022, criando a Área de Desenvolvimento da Subestação (ADS), correspondente a um círculo com um raio de 2 km contado a partir do centro geométrico da subestação. Assim, impedindo o cercamento das subestações e funcionando como uma área para futuro desenvolvimento a implantação de novas linhas de transmissão, linhas de interesse de usuários e a expansão dos barramentos existentes de forma a regular a ocupação do solo e permitir o planejamento adequado da expansão da transmissão [13].

O aumento das solicitações de outorgas e a disparidade entre a capacidade outorgada e a capacidade em operação levaram à Resolução Normativa nº 1.065, publicada em julho de 2023. Conhecida como o "dia do perdão da ANEEL", esta resolução introduz duas modalidades de pedidos: anistia com a possibilidade de revogação da outorga de geração e rescisão do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) e regularização que permite a postergação do prazo de implantação da usina desde que a mesma tenha a capacidade de finalizar a implantação dentro do prazo de 36 meses, visando abrir espaço para projetos que realmente têm capacidade de implantação [14]. Na figura 9, podemos visualizar a potência total outorgada, em operação comercial, os status em construção e não iniciada referente a geração centralizada.

Figura 9 – Potência instalada (MW) e status das usinas solares fotovoltaicas outorgadas do mercado regulado e do mercado livre por estados em setembro de 2024.



Fonte: Adaptado de ABSOLAR [3].

2.2 HIDROGÊNIO DE BAIXO CARBONO

Neste tópico, serão discutidos os aspectos do hidrogênio, incluindo suas classificações, rotas de produção e os estímulos necessários para sua expansão. Além disso, serão apresentados projetos piloto no Brasil que ilustram a implementação dessa tecnologia.

2.2.1 Hidrogênio

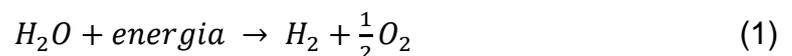
A descoberta do hidrogênio é atribuída ao físico-químico Henry Cavendish, que isolou o gás em 1766. Durante suas experiências com ácidos e metais, Cavendish observou a formação de bolhas de um gás inflamável e leve, que ele chamou de "inflammable air" (ar inflamável). Ele descobriu que esse gás queimava para formar água, e decidiu nomear o elemento como hidrogênio, do latim Hydrogenyum, derivado do grego, que significa "formação de água" [15].

Em 1783, o químico francês Antoine Lavoisier renomeou o gás para "hydrogène", que significa "gerador de água" em grego, devido à sua capacidade de formar água

quando combinado com oxigênio. Desde então, o hidrogênio tem sido amplamente estudado e utilizado em diversas aplicações, incluindo a produção de amônia, combustíveis e como agente redutor na indústria. A descoberta do hidrogênio foi um marco importante na compreensão dos elementos químicos e contribuiu significativamente para o desenvolvimento da química e da ciência em geral [16].

O hidrogênio é o elemento químico mais abundante do universo, raramente encontrado de forma isolada na Terra e presente em inúmeros compostos. O átomo de hidrogênio, símbolo químico H, é composto por apenas um próton e um elétron, possui a menor massa atômica (1 u) e menor número atômico ($Z=1$) entre todos os elementos conhecidos. Apesar de estar posicionado no primeiro período da família IA (metais alcalinos) da Tabela Periódica, o hidrogênio não faz parte dela, pois apresenta características físicas e químicas únicas que o diferenciam destes outros elementos. No seu estado natural e sob condições normais, o hidrogênio é um gás incolor, inodoro, insípido, extremamente inflamável, insolúvel em água e muito mais leve que o ar. Sua molécula possui uma grande capacidade de armazenar energia com alto poder calorífico, por isso sua utilização como fonte renovável vem sendo amplamente pesquisada. [17].

O hidrogênio que obtido por meio da eletrólise da água usando fonte renováveis é chamado de “Hidrogênio verde”, um processo químico que utiliza corrente elétrica para decompor a água em seus constituintes através de um eletrólito com boa condutividade. A reação total da eletrólise é:



A energia absorvida no processo é convertida em calor nos eletrodos e energia química na forma de hidrogênio gasoso. As reações nos eletrodos são descritas como:



Nesse processo, a água é consumida e somente dois elétrons estão envolvidos na dissociação de uma molécula da água, não emitindo gases de efeito estufa (GEE) e seu residual liberado na atmosfera, em contato com o oxigênio, resulta em vapor de água. Podendo ser armazenado como um gás comprimido, na sua forma líquida ou

como hidretos metálicos e ser utilizado como matéria-prima em diversas aplicações possíveis nos setores industrial, de transporte, energia [18].

2.2.1.1 Tipos de Hidrogênio

A produção de hidrogênio, por si só, não garante a neutralização do carbono. É crucial que seus métodos de produção evoluam. O hidrogênio pode ser obtido por várias vias, cada uma resultando em um tipo de hidrogênio classificado por uma cor diferente, conforme o processo envolvido.

O método mais comum de produção de hidrogênio utiliza gás natural como matéria-prima. Nesse processo, uma reação química de hidrocarbonetos com água liberando hidrogênio e gás carbônico. Este hidrogênio é classificado como hidrogênio cinza no código de cores, que identifica o hidrogênio pelo tipo de processo usado em sua produção. A produção de hidrogênio cinza é altamente poluente, emitindo cerca de 10 kg de CO₂ para cada 1 kg de hidrogênio (H₂) produzido [19].

Quando o dióxido de carbono gerado durante a produção é capturado e armazenado, o hidrogênio produzido é denominado hidrogênio azul. A captura pode ser feita através de dois processos: Captura e Armazenamento de Carbono (CCS), onde o CO₂ capturado é armazenado, normalmente por injeção direta no solo; ou Captura e Utilização de Carbono (CCU), onde o CO₂ capturado é transformado em outros produtos, promovendo uma economia circular de carbono [19].

Outra alternativa de produção de hidrogênio é através da eletrólise da água. Nesse processo, dois eletrodos são colocados na água e uma corrente elétrica proveniente de fontes de energia renovável é aplicada, resultando na produção de hidrogênio e oxigênio (O₂). Esta abordagem é promissora para reduzir as emissões de gases de efeito estufa e diminuir o impacto ambiental da queima de combustíveis fósseis. Além disso, a água utilizada no processo não precisa ser potável, o que torna o hidrogênio resultante elegível para a classificação de "hidrogênio verde" [19].

De acordo com um estudo realizado pela McKinsey & Company em 2021, no Brasil, o hidrogênio azul pode servir como uma transição para o hidrogênio verde. Isso seria possível se houver uma exploração abundante de gás do pré-sal, desenvolvimento do mercado com base na nova lei do gás e expansão da

infraestrutura. Nesse cenário, poderíamos observar preços de gás significativamente mais baixos no médio a longo prazo, tornando o hidrogênio azul uma alternativa mais barata por alguns anos [19].

Quando produzido a partir da biomassa, o hidrogênio é chamado de hidrogênio musgo. Devido à cadeia de produção, distribuição e armazenamento de etanol bem estabelecida no Brasil, essa indústria também pode buscar oportunidades no mercado de hidrogênio. Embora os veículos de passageiros devam ser eletrificados a longo prazo, os veículos pesados, como ônibus e caminhões, provavelmente recorrerão às células de combustível de hidrogênio para sua descarbonização. Com o motor flex a combustão ainda dominando o mercado e o preço do etanol sendo aproximadamente 70% do preço da gasolina, a competitividade do hidrogênio musgo seria limitada. No entanto, especialmente em regiões de alta produção de etanol, essa solução poderia compor de forma significativa a matriz energética, e o mercado de biocombustíveis pode desenvolver ainda mais a indústria de hidrogênio à medida que novas tecnologias amadureçam [19].

A classificação das tecnologias para produção de hidrogênio em cores diferentes, de acordo com suas metas de descarbonização, permite observar o tipo de rota tecnológica (decomposição da água, fontes renováveis ou combustíveis fósseis) de acordo com sua origem de produção. Essas classificações são descritas na Tabela 1.

Tabela 1 - Classificação do hidrogênio por cor.

Classificação por cor	Matéria prima/Fonte de energia	Descrição do processo
Cinza	Combustível fóssil sem CCUS	Produzido pela reforma de gás natural ou gaseificação do carvão sem tecnologia de Captura e Armazenamento de Carbono (CCUS).
Preto	Hulha (carvão preto) sem CCUS	Varição do hidrogênio cinza, produzido pela gaseificação do carvão betuminoso (hulha).
Marrom	Lignito (carvão marrom) sem CCUS	Varição do hidrogênio cinza, produzido pela gaseificação do carvão lignito.
Azul	Combustível fóssil com CCUS	Produzido majoritariamente pela reforma por vapor do gás natural, com captura parcial de CO ₂ por tecnologia CCUS.
Turquesa	Metano	Produzido pela pirólise do metano, gerando hidrogênio e carbono sólido, sem emissão de CO ₂ .
Musgo	Biomassa ou biocombustíveis	Produzido com ou sem CCUS por meio de reformas catalíticas, gaseificação ou biodigestão anaeróbica.
Verde	Energias renováveis + Água	Produzido pela eletrólise da água com energias renováveis (eólica, solar e hídrica).
Rosa	Energia nuclear + Água	Produzido a partir da eletrólise da água alimentado por energia nuclear.

Classificação por cor	Matéria prima/Fonte de energia	Descrição do processo
Amarelo	Energia do SIN + Água	Produzido pela eletrólise alimentada pela eletricidade fornecida pelo sistema nacional de energia (SIN). Algumas referências indicam esta cor como hidrogênio produzido com energia nuclear ou até mesmo energia solar.

Fonte: Adaptado de GSEL [20].

Apesar da codificação por cores ser convencionalmente utilizada, ela não é o método mais preciso para representar as diferentes rotas tecnológicas de produção de hidrogênio. A Agência Internacional de Energia (IEA) sugere a utilização da intensidade de emissões da produção de hidrogênio para definir regulamentações nacionais, facilitando a interoperabilidade regulatória e de mercado em diferentes países. A IEA recomenda o uso do termo "hidrogênio de baixa emissão" e propõe a criação de um "passaporte global" baseado nas metodologias da *International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy* (IPHE) para certificar a intensidade de emissões do hidrogênio [21].

2.2.2 Rotas do Hidrogênio

A logística do hidrogênio pode ser dividida em duas etapas principais: *Inbound* e *Outbound*. A logística *Inbound* abrange as etapas de entrada de suprimentos adquiridos dos fornecedores, como energia elétrica e água. Já a logística *Outbound* envolve as etapas de saída dos produtos com destino ao cliente, como armazenamento e transporte. O fornecimento de energia elétrica para a planta de eletrólise pode ocorrer de três formas principais [22]:

- I. Energia produzida distante da planta de eletrólise, utilizando a rede elétrica para o suprimento da energia (*off site*).
- II. Energia produzida no mesmo local da planta (*on site*), com a planta conectada na rede elétrica (*on grid*).
- III. Energia produzida no mesmo local da planta (*on site*), com a planta desconectada da rede elétrica (*off grid*).

A conexão da planta de eletrólise à rede elétrica pode mitigar as flutuações de fontes de energia renováveis. No entanto, não há consenso sobre se o hidrogênio

produzido por uma planta de eletrólise conectada à rede elétrica pode ser classificado como "verde", devido à incerteza sobre a origem da produção da energia primária. Portanto, é essencial desenvolver metodologias para a emissão de certificados de Garantia de Origem.

Há uma grande necessidade de armazenar energia, tanto devido à intermitência das fontes renováveis quanto à necessidade de transportar grandes quantidades de energia para longas distâncias. Na produção de hidrogênio verde, também conhecida como rota tecnológica, existem três principais tipos de armazenamento:

- **Power to Power (P2P):** Produção de eletricidade a partir de energias renováveis durante períodos de alta oferta e baixa demanda, armazenando energia para utilizá-la em momentos de baixa oferta e alta demanda [23].

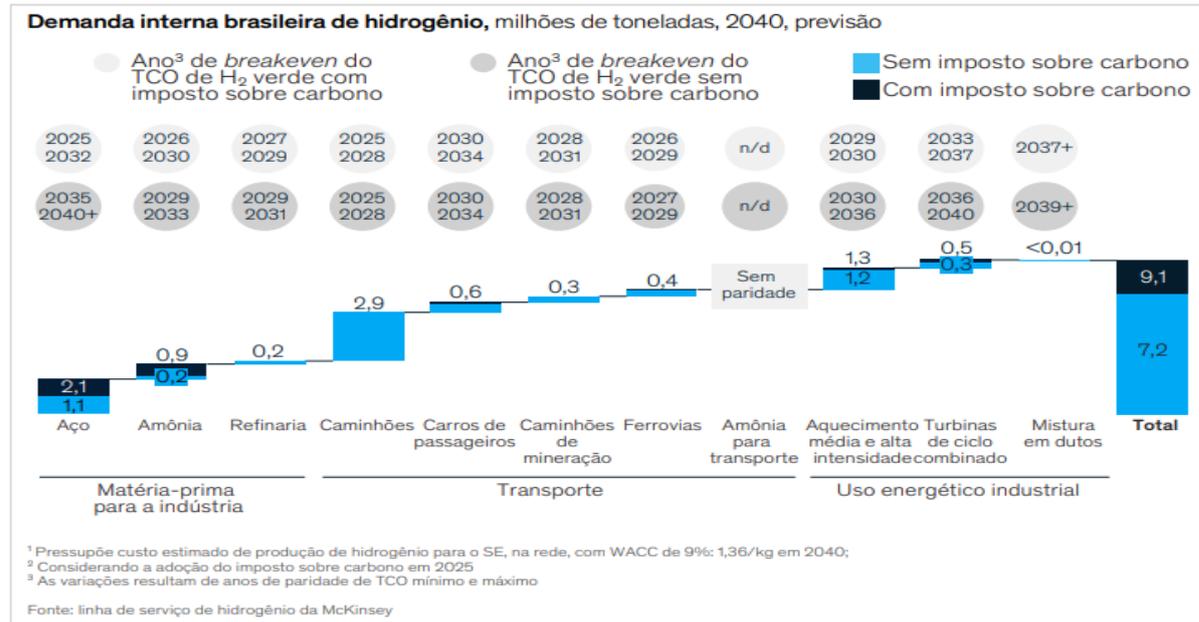
- **Power to Heat (P2H):** Conversão de eletricidade para outra fonte de energia, que é armazenada e utilizada em outros setores, como na produção de amônia para fertilizantes, aço verde ou de baixo carbono, cimento, papel e aquecimento [23].

- **Power to Gas (P2G):** Conversão de eletricidade em hidrogênio para utilização em outros setores, com o propósito de fornecer energia para áreas isoladas, como combustível para transporte rodoviário, ferroviário de longa distância, navios e turbinas de ciclo combinado [23].

Atualmente, o uso do hidrogênio se concentra em aplicações muito específicas, como no refino de petróleo e na produção de fertilizantes e amônia. Contudo, com o crescente investimento em fontes de energia renováveis e a evolução tecnológica dos eletrolisadores, a tendência é de queda no custo de produção do hidrogênio verde, permitindo a descarbonização de setores como a siderurgia e a produção de fertilizantes. A expectativa é que se desenvolva uma rede de dutos para transporte de hidrogênio gasoso, especialmente em regiões como a Europa, que deve se tornar um grande mercado. Para transporte em longas distâncias ou na ausência de infraestrutura estabelecida, a amônia é o método mais maduro e promissor, sendo que para algumas aplicações, a amônia pode ser utilizada diretamente.

Com base nessas rotas do hidrogênio, o estudo da McKinsey de 2021 demonstra que a demanda brasileira por hidrogênio pode chegar a aproximadamente 9 milhões de toneladas em 2024 conforme a figura 10 [19].

Figura 10 - Demanda brasileira de hidrogênio em 2040.



Fonte: Adaptado de McKinsey & Company [19].

2.2.2.1 Estímulos ao hidrogênio de baixo carbono no Brasil

A evolução das fontes renováveis no Brasil foi impulsionada, principalmente, pelos avanços tecnológicos e pelas políticas governamentais voltadas para a diversificação da matriz energética. Um exemplo significativo é o Proinfa, instituído pela Lei nº 10.438/2002, que visava viabilizar a instalação de usinas eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e usinas térmicas a biomassa. Esse programa proporcionava contratos de compra de energia com duração de 20 anos. Além disso, o desconto nas tarifas de uso do sistema para usinas de geração eólica, solar, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e cogeração, previsto pelas Leis 9.427/1998, 10.438/2002 e 10.762/2003, foi descontinuado para outorgas solicitadas após março de 2022, conforme a Lei 14.120/2021. A contratação de projetos renováveis passou a ser feita por meio de leilões públicos, conforme a Lei 10.848/2004 e o Decreto 5.163/2004. Os incentivos tributários para fontes renováveis têm o potencial de impulsionar significativamente o crescimento do hidrogênio verde, especialmente na fase inicial da indústria, onde a escala é reduzida e os retornos para investidores são mais baixos. Esses incentivos facilitam a implantação de usinas e permitem alcançar ganhos de escala, tornando o hidrogênio nacional mais competitivo internacionalmente.

Em junho de 2022, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) criou o Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2) por meio da Resolução nº 6, de 23 de junho de 2022. O objetivo do programa é construir uma estratégia nacional para o hidrogênio, considerando o desenvolvimento de políticas públicas, tecnologias e um mercado competitivo em harmonia com a descarbonização da economia. O PNH2 é estruturado em seis eixos principais:

- I. **Fortalecimento das Bases Científico-Tecnológicas:** Mapear e fortalecer as bases existentes para o desenvolvimento do hidrogênio, identificando as lacunas a serem preenchidas.
- II. **Capacitação dos Recursos Humanos:** Desenvolver competências necessárias na cadeia de produção, transporte, armazenamento e uso do hidrogênio.
- III. **Planejamento Energético:** Estudar e planejar a demanda e oferta de hidrogênio no setor energético.
- IV. **Arcabouço Legal e Regulatório-Normativo:** Reestruturar as normativas e legislações para incluir o hidrogênio na matriz energética brasileira.
- V. **Abertura e Crescimento do Mercado e Competitividade:** Identificar setores nacionais que já utilizam hidrogênio para incentivar sua adoção em outras cadeias produtivas.
- VI. **Cooperação Internacional:** Mapear o planejamento energético e as políticas setoriais dos principais países no setor de hidrogênio.

O Programa é coordenado por um Comitê Gestor (Coges-PNH2), liderado pelo Ministério de Minas e Energia e composto por diversos órgãos e entidades governamentais, com o objetivo de coordenar e supervisionar a implantação do PNH2, promovendo o hidrogênio como uma prioridade para investimentos em pesquisa, desenvolvimento e inovação [24].

No que diz respeito à exportação do hidrogênio, a instalação de plantas de produção em complexos portuários é estratégica para sua viabilização, devido à proximidade com plantas industriais e à necessidade de investimentos em infraestrutura. O Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 estima que o Brasil tem

um potencial técnico para produção de hidrogênio de até 1,8 gigatoneladas por ano, considerando recursos energéticos que ainda exigem avanços tecnológicos para atingir escala comercial. Com base nas tecnologias operacionais no Brasil e naquelas com viabilidade técnica e econômica em outros países, o potencial técnico de produção de hidrogênio no Brasil supera 480 megatoneladas por ano. Até 2023, foram anunciados projetos de hidrogênio com investimentos de 30 bilhões de dólares, sendo que os projetos mais avançados têm Memorandos de Entendimento (MoU) ou pré-contratos, majoritariamente localizados em instalações portuárias ao longo da costa brasileira [25].

Uma das metas do PNH2 é consolidar hubs de hidrogênio de baixa emissão no Brasil até 2035. Esses hubs são vistos como mecanismos cruciais para desenvolver vocações regionais na produção de hidrogênio, integrando as infraestruturas necessárias desde a produção até o armazenamento, transporte e consumo. Além disso, os hubs oferecem oportunidades para integrar diferentes setores econômicos e adotar novas tecnologias, como a captura, uso e armazenamento de carbono (CCUS). Os estados brasileiros estão incentivando a indústria local de hidrogênio através da criação de hubs nos portos e da promoção de Zonas de Processamento de Exportação (ZPEs), como nos portos do Pecém (CE), Suape (PE), Açú (RJ), Rio Grande (RS) e Luís Correia (PI). Recomenda-se que o Ministério de Minas e Energia desenvolva um programa focado no desenvolvimento desses hubs (Programa Pró-Hubs Brasil), para construir sinergias entre a geração de energia e as infraestruturas associadas, com o objetivo de catalisar os esforços nacionais para a descarbonização de setores de difícil abatimento. O Brasil também tem estabelecido cooperações bilaterais com países como Alemanha, Dinamarca, Estados Unidos e Reino Unido, e recebido apoio em projetos multilaterais [21].

O Comitê Gestor do PNH2 estabeleceu três prioridades para o ciclo 2023 – 2025:

- I. Definir marco legal-regulatório nacional;
- II. Intensificar investimentos em Pesquisa Desenvolvimento e Inovação (PD&I), com foco na redução de custos;
- III. Ampliar o acesso a financiamento.

O Plano Trienal deve ser visto como um instrumento dinâmico e adaptativo, passando por atualizações anuais, com aprovação do Comitê Gestor do PNH2, para refletir a evolução esperada do setor, conforme figura 11. O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) possui um programa que apoia projetos pilotos de produção de hidrogênio verde e expandirá suas linhas de financiamento para apoiar projetos de produção e exportação de hidrogênio verde em larga escala [26].

Figura 11 - Plano de implantação do hidrogênio de baixo carbono no Brasil até 2035.



Fonte: Adaptado de Programa Nacional do Hidrogênio [19].

2.2.2.2 Implantação de projetos pilotos no Brasil

De acordo com uma análise da McKinsey, os custos de produção de hidrogênio verde devem diminuir cerca de 50% até 2030. Isso tornará o hidrogênio cinza significativamente mais caro do que o hidrogênio azul ou verde, devido à taxa de carbono e à cobrança de tributos sobre atividades poluentes com base na quantidade de CO₂ emitido. Esses fatores podem impulsionar o mercado de hidrogênio verde. A expectativa é que o hidrogênio desempenhe um papel crucial na redução das emissões globais, contribuindo com até 20% das reduções anuais necessárias até 2050. Em maio de 2023, foram anunciados mais de 1.000 projetos de hidrogênio em grande escala globalmente, totalizando 320 bilhões de dólares em investimentos diretos. Muitas empresas estão firmando contratos de compra de energia renovável de longo prazo, conhecidos como Power Purchase Agreements (PPAs) corporativos,

para garantir previsibilidade de custos, reduzir despesas com energia e cumprir objetivos de desenvolvimento sustentável [27].

Em Pernambuco, foi assinado, em 10 de junho de 2021, um Memorando de Entendimento (MoU) entre o Governo do Estado, representado pelo Complexo Industrial Portuário de Suape, e a Neoenergia. O objetivo é criar um projeto piloto para uma usina de produção de hidrogênio verde, com a meta de preparar o Porto Suape para se tornar um HUB de hidrogênio verde no futuro. Em agosto de 2022, o Complexo Industrial Portuário de Suape lançou uma chamada pública para empresas interessadas na instalação de uma planta de hidrogênio verde, com uma estimativa de capacidade de 1 GW de eletrólise e um investimento de R\$ 20,3 bilhões, com previsão de início de operação em 2025. O primeiro projeto aprovado no complexo é da produtora independente de energia renovável Qair, chamado H21Suape, com capacidade para produzir 465 mil toneladas de amônia verde e 545 mil toneladas de amônia azul por ano [28].

O Projeto de Lei Ordinária nº 1493/2023, de autoria da Governadora Raquel Teixeira Lyra Lucena, apresentado em 5 de dezembro de 2023, altera a Lei nº 17.976, de 12 de dezembro de 2022, e institui a Política Pública Estadual do Hidrogênio Verde em Pernambuco. O projeto cria um Plano Estadual para a Economia do Hidrogênio Verde, que consolidará ações e metas para a implementação da política estadual. Entre as iniciativas estão a celebração de convênios com instituições públicas e privadas para financiar projetos de desenvolvimento tecnológico e qualificação profissional na área. Durante a 28ª Conferência das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (COP 28), foi anunciado um investimento de R\$ 20 milhões para a construção da planta de hidrogênio verde em Suape, detalhado da seguinte forma: Eletrolisador de 1 MW (R\$ 15 milhões), Transporte até Suape (R\$ 250 mil), Instalação e Infraestrutura (R\$ 1 milhão), Conexões e Entregas ao Off-Taker estimado (R\$ 1,25 milhão), Estudos Técnicos, Projetos, Instalações e O&M do Eletrolisador (R\$ 2,5 milhões) [29].

No Piauí, a empresa europeia Green Energy Park (GEP) assinou em outubro de 2023 um Memorando de Entendimento (MoU) para a instalação de uma unidade produtora de hidrogênio verde. O projeto terá capacidade para produzir 10 GW de hidrogênio verde e amônia, com um investimento estimado de R\$ 100 bilhões nos

próximos 10 anos. Será implantado na Zona de Processamento de Exportação (ZPE) de Parnaíba e escoado pelo Porto Luís Correia. [30].

No Ceará, até a 28ª Conferência das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (COP 28), o estado liderava em projetos de hidrogênio verde no Brasil, com 32 memorandos de entendimento (MoU) firmados com empresas como ENEGIX Energy, White Martins, Qair, Fortescue, Neenergia, Eneva, Diferencial, Hytron, H2Helium, Engie, Transhydrogen Alliance e EDP. O estado também foi pioneiro no Brasil com o projeto piloto de hidrogênio verde Pecém H2V, lançado em janeiro de 2023 pelo Grupo EDP, com um investimento de R\$ 42 milhões. Este projeto inclui uma usina solar de 3 MWp para abastecimento exclusivo do eletrolisador HyPEM da Hytron, com potência instalada de 1,25 MW e capacidade de produção de 250 Nm³/h de hidrogênio com eficiência de 75% [31].

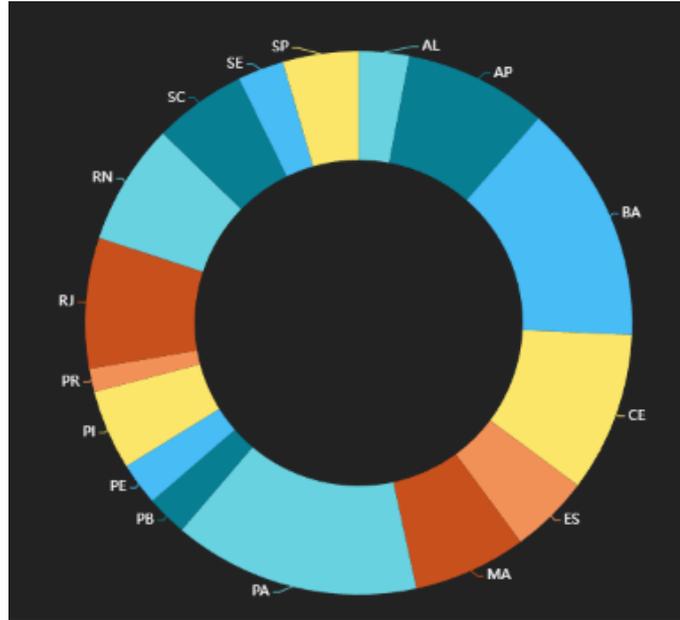
Na Bahia, a Unigel investirá R\$ 5 bilhões para construir a primeira planta de hidrogênio verde em escala industrial no Porto do Aratu, com início da produção previsto para o final de 2027. A planta terá capacidade para produzir 100 mil toneladas/ano de hidrogênio verde e 600 mil toneladas/ano de amônia verde, utilizando a tecnologia de eletrólise de alta eficiência da alemã thyssenkrupp nucera. O projeto evitará a emissão de mais de 800.000 toneladas de CO₂. Na 28ª Conferência das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (COP 28), foi lançado o primeiro Atlas do Hidrogênio Verde (H2V) do mundo [32].

Em São Paulo, em agosto de 2023, foi lançado o projeto da primeira estação de abastecimento de hidrogênio renovável a partir da reforma de etanol, denominado hidrogênio musgo. Diferente do hidrogênio produzido por eletrólise da água, este processo usa um reformador a vapor de etanol desenvolvido pela Hytron, que converte o etanol em hidrogênio por meio de reforma a vapor. O etanol de segunda geração é submetido a temperaturas e pressões específicas para reagir com água dentro de um reator, resultando em hidrogênio e monóxido de carbono, que se converte em CO₂ em uma reação subsequente com mais água. No primeiro estágio, a máquina produz uma grande quantidade de hidrogênio ainda não purificado, mas no segundo estágio, o hidrogênio atinge 99,999% de pureza e abastecerá veículos elétricos, que emitirá apenas água. A planta será abastecida com etanol fornecido pela Raízen, a maior produtora global de etanol de cana-de-açúcar, e a tecnologia será desenvolvida e fabricada pela Hytron, com suporte do Instituto SENAI CETIQT e

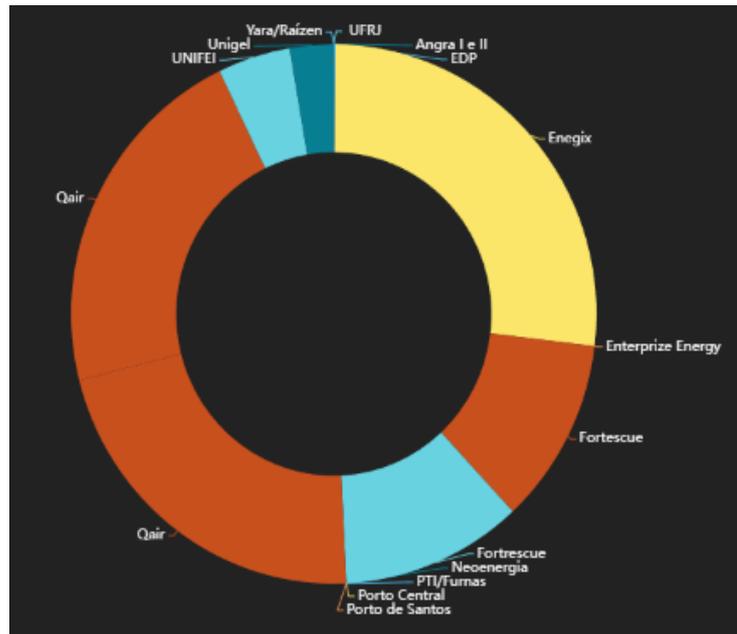
financiamento da Shell Brasil, aproximadamente R\$ 50 milhões, por meio da cláusula de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). O projeto inclui um memorando de entendimento (MoU) assinado com a Toyota. A planta terá uma fase experimental com produção de 4,5 kg/h de hidrogênio e uma estação de abastecimento veicular (HRS - Hydrogen Refuelling Station) de três ônibus e um Toyota Mirai que será de uso administrativo da USP com uma área de ocupação de 425 metros quadrados e previsão de entrada em operação no segundo semestre de 2024. A segunda fase, em escala industrial, será implantada após a avaliação do funcionamento dos reformadores da primeira fase e terá capacidade de produzir 44,5 kg/h de hidrogênio. Uma das vantagens é a logística do etanol, em que o deslocamento do etanol do local de produção até o destino é feito em caminhões-tanque, que têm capacidade para armazenar 45 mil litros, o equivalente a aproximadamente 6.000 kg de hidrogênio. Esse mesmo veículo conduzindo como carga hidrogênio comprimido conseguiria transportar somente 1.500 kg de hidrogênio, ou seja, 4 vezes menos. Portanto, o seu custo será reduzido à metade do preço entre US\$ 6 a US\$ 8, sendo uma alternativa interessante para setores como o de transporte pesado que tem uma perspectiva de crescimento expressiva na utilização dessa solução cuja disponibilidade e escalabilidade são essenciais e podendo ser instalado em postos convencionais de abastecimento por todo o país não exigindo mudanças na infraestrutura de distribuição [33].

O hidrogênio tem o potencial de se tornar a "nova commodity energética" do Brasil. A figura 12 ilustra não apenas a capacidade produtiva por estado, mas também o crescente interesse das empresas privadas nos projetos relacionados. Com os atuais empreendimentos de hidrogênio verde, estima-se que o Brasil poderá alcançar uma produção anual de 19,14 milhões de toneladas, consolidando sua liderança nesse setor [34].

Figura 12 - Capacidade produtiva de hidrogênio (a) por estado e (b) projetos.



(a)



(b)

Fonte: Adaptado do painel de potencial de produção de hidrogênio renovável no Brasil da EPE [34].

3 DESENVOLVIMENTO DO PROJETO DE HIDROGÊNIO VERDE

A produção de hidrogênio de baixa emissão de carbono tem sido um tema de interesse crescente na literatura científica. Diversas tecnologias e abordagens têm sido propostas para reduzir as emissões de carbono associadas à produção de hidrogênio, permitindo uma produção sustentável. A distinção entre hidrogênio de baixa emissão de carbono e hidrogênio renovável está relacionada à forma como o hidrogênio é produzido e ao impacto ambiental associado a cada método de produção.

O hidrogênio de baixa emissão de carbono refere-se ao hidrogênio produzido com a menor quantidade possível de emissões de carbono em comparação aos métodos tradicionais, como a reforma a vapor de gás natural sem captura e armazenamento de carbono (CCS), energia nuclear ou biomassa com CCS. Já o hidrogênio renovável, ou hidrogênio verde, é produzido utilizando fontes de energia renovável, como energia solar, eólica ou hidrelétrica, que não emitem carbono durante o processo de produção. Este processo envolve a eletrólise da água, que separa a água em hidrogênio e oxigênio.

A principal distinção entre hidrogênio de baixa emissão de carbono e hidrogênio verde é a origem da energia utilizada para produzir o hidrogênio e o impacto ambiental associado a cada processo. Esta distinção também é influenciada por políticas e regulamentações locais, bem como pela análise do ciclo de vida completo do processo de produção de hidrogênio, que inclui a emissão de carbono associada à produção e transporte de matéria-prima, energia utilizada no processo e o destino final das emissões de carbono. Não há consenso claro sobre a quantidade específica de carbono emitida para que um processo de produção de hidrogênio seja considerado de baixa emissão de carbono.

A definição de "baixa emissão de carbono" pode variar conforme o contexto específico da produção de hidrogênio. De acordo com a Lei 14.948, de 2024, será considerado hidrogênio de baixa emissão de carbono aquele cuja produção, ao longo de seu ciclo de vida, resulta em uma emissão de até 7 quilos de dióxido de carbono equivalente por quilograma de hidrogênio produzido (7 kgCO₂eq/kgH₂). Esse limite, que deve ser cumprido até 31 de dezembro de 2030, define a intensidade de emissão de gases de efeito estufa permitida.

Atualmente, o hidrogênio cinza, produzido por reforma de gás natural, emite tipicamente 12 kgCO₂eq/kgH₂ (quilogramas de dióxido de carbono equivalente por quilograma de hidrogênio produzido). Quando acoplado a um processo de captura e armazenamento de CO₂, as emissões diminuem para valores entre 3,1 e 5,9 kgCO₂eq/kgH₂, dependendo da análise do ciclo de vida conforme Tabela 2. Não há consenso sobre as emissões de CO₂ geradas em cada um dos processos de produção de hidrogênio, e o desenvolvimento do mercado de hidrogênio no país depende do estabelecimento de um sistema de certificação e rastreamento da sua produção [35].

Tabela 2 – Emissões de Carbono por processo produtivo.

Processo Produtivo de Hidrogênio	Emissões de Carbono (kgCO ₂ eq/kgH ₂)	Observações
Reforma a vapor de gás natural (Hidrogênio Cinza)	12	Método tradicional sem captura de carbono.
Reforma a vapor de gás natural com CCS	3,1 - 5,9	Varia conforme a eficiência do processo de captura e armazenamento de carbono (CCS).
Gaseificação de biomassa	2,6	Processo que pode ter emissões baixas dependendo das condições de operação e tipo de biomassa utilizada.
Reforma de etanol	9,2	Pode ter emissões significativas, chegando próximo dos valores da reforma de gás natural.
Reforma de glicerol	12,6	Valores variam significativamente dependendo das condições operacionais e tipo de biomassa.
Reforma de bio-óleo	3,8	Valores variam significativamente dependendo das condições operacionais e tipo de biomassa.
Eletrólise da água usando energia solar	2,2 - 4,5	Considera o ciclo de vida completo, incluindo a manufatura dos eletrolisadores e placas solares.
Eletrólise da água usando energia eólica	0,9 - 1,3	Considera o ciclo de vida completo, incluindo a manufatura dos eletrolisadores e turbinas eólicas.
Hidrogênio de baixa emissão de carbono (Lei PL 2308/23)	≤ 4	Definido pela política nacional de hidrogênio de baixa emissão de carbono.

Fonte: Adaptado de Royal Society of Chemistry [36].

3.1 Estrutura do projeto para implantação

Um projeto de hidrogênio verde surge da necessidade ou oportunidade de um cliente em busca de uma solução sustentável de energia com baixa emissão de carbono. Para viabilizar o projeto, é fundamental realizar um estudo detalhado que avalie a quantidade de energia a ser gerada, o volume de hidrogênio necessário, os custos envolvidos e o prazo de implementação. Para garantir a execução bem-sucedida do projeto, considerando a dinâmica de implantação de usinas fotovoltaicas para a conexão de eletrolisadores, devem ser seguidas as seguintes etapas:

- I. **Projeto conceitual:** elaborando um plano de negócio que inclua a análise de custos, projeções de retorno sobre o investimento e estratégias de financiamento, considerando o foco específico (transporte, armazenamento, distribuição, indústria, etc.).
- II. **Projeto básico:** Dimensionamento do consumo de hidrogênio necessário.
- III. **Seleção da Curva A:** Identificação dos principais equipamentos.
- IV. **Obtenção de Licenças e Autorizações:** Aquisição das permissões necessárias junto aos órgãos competentes.
- V. **Definição do formato de contratação de execução, Aquisição da Engenharia do Proprietário e Equipe de Fiscalização:** Estabelecimento das responsabilidades e acompanhamento da execução do projeto.
- VI. **Elaboração do Projeto Executivo:** Detalhamento técnico e planejamento minucioso da execução.
- VII. **Execução:** Montagem eletromecânica e construção civil conforme projeto executivo.
- VIII. **Comissionamento e Testes de Operação:** Realização de testes para garantir o funcionamento adequado do sistema.

- IX. **Estabelecimento do Plano de Manutenção e Operação:** Criação de um plano para assegurar a operação contínua e manutenção eficaz do sistema.

Para o escopo desse trabalho, será considerado até o nível de curva A.

3.1.1 Financiamento, contratos e incentivos

Uma etapa crucial em projetos de energia é a definição da forma de financiamento e do tipo de contrato a ser adotado. No Brasil, a regulamentação dos contratos de energia é regida por um conjunto de normas e legislações que buscam assegurar a segurança, transparência e equilíbrio nas relações entre consumidores, fornecedores e o mercado de energia.

Os principais tipos de contratos de energia são:

- **Contrato de Curto Prazo:** Com duração de até 1 ano, oferece flexibilidade e pode ser renovado anualmente conforme as necessidades do consumidor.
- **Contrato de Médio Prazo:** Com duração entre 2 e 5 anos, proporciona estabilidade e previsibilidade no fornecimento de energia, geralmente com condições vantajosas em termos de preço e personalizáveis de acordo com as necessidades específicas do consumidor.
- **Contrato de Longo Prazo:** Com duração de 5 a 20 anos, garante preços competitivos e segurança no fornecimento. Esses contratos podem incluir cláusulas de revisão de preços ao longo do tempo, alinhadas às condições de mercado.

Para financiar projetos de geração de energia renovável, como solar, eólica e hidrelétrica, o modelo de contrato mais utilizado é o Power Purchase Agreement (PPA), ou Acordo de Compra de Energia. Esses contratos de longo prazo estabelecem uma relação entre o comprador de energia (uma empresa ou concessionária) e o produtor de energia (uma usina renovável, térmica ou hidrelétrica), regulamentados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Além das normas da ANEEL, a negociação e formalização de PPAs são influenciadas por outras

regulamentações do setor elétrico, como leis de concessão de serviços públicos, legislação ambiental e normas de comercialização de energia. Os PPAs garantem um fornecimento estável e previsível de energia para o comprador, ao mesmo tempo que proporcionam uma fonte de receita estável para o produtor.

Os contratos de energia geralmente especificam detalhes como o preço da energia, a quantidade fornecida, a programação de entrega, as responsabilidades de manutenção e operação da instalação de geração, certificados de energia renovável (RECs) ou garantias de origem, e as condições para rescisão do contrato. Esses contratos são frequentemente escolhidos por empresas que buscam adquirir energia proveniente de fontes renováveis para atender a seus objetivos de sustentabilidade e reduzir suas emissões de carbono.

Adicionalmente, um aspecto fundamental para a expansão da produção de hidrogênio é o Regime Especial de Incentivos para a Produção de Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (Rehidro), estabelecido pela Lei 14.948, de 2024. Este regime oferece às empresas produtoras de hidrogênio de baixo carbono incentivos tributários que se assemelham aos previstos na Lei 11.488, de 2007, que institui o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (Reidi).

Os principais benefícios do Rehidro incluem a suspensão do Programa de Integração Social (PIS), Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins), PIS-Importação e Cofins-Importação na compra ou importação de máquinas, aparelhos, instrumentos e equipamentos novos, bem como materiais de construção destinados a projetos de hidrogênio. Esses incentivos também se aplicam a bens alugados e são válidos por cinco anos a partir da habilitação no Rehidro.

Para obter a habilitação, as empresas devem cumprir um percentual mínimo de utilização de bens e serviços de origem nacional, salvo em casos em que não haja equivalentes nacionais ou a produção interna seja insuficiente para atender à demanda. Além disso, é necessário investir um valor mínimo em pesquisa, desenvolvimento e inovação.

Empresas dedicadas à produção de hidrogênio de baixo carbono, assim como aquelas envolvidas no armazenamento, transporte, distribuição desse hidrogênio, geração de energia elétrica renovável para sua produção ou produção de biocombustíveis, poderão se beneficiar dos incentivos do Rehidro por um período de

cinco anos, a partir de 1º de janeiro de 2025. Este regime representa um marco legal significativo para o hidrogênio verde, criando condições favoráveis para o avanço e a adoção dessa tecnologia.

3.1.2 Termos e conceitos

Este trabalho tem como foco o estudo da produção de hidrogênio verde utilizando energia solar como fonte primária. Para fins de análise, será adotado o termo 'curva A' para designar os equipamentos que correspondem a aproximadamente 80% do investimento total, englobando módulos fotovoltaicos, *trackers*, inversores e eletrolisador.

- **Módulo fotovoltaico:**

A energia solar é gerada por reações nucleares no interior do Sol e se propaga pelo Sistema Solar na forma de radiação eletromagnética, com comprimentos de onda variando entre 220 e 3000 nm. A irradiância solar refere-se à densidade de potência da luz solar, expressa em Watts por metro quadrado (W/m^2), enquanto a densidade de energia recebida por unidade de área ao longo do tempo é chamada de irradiação solar, medida em Watt-hora por metro quadrado (Wh/m^2).

O módulo fotovoltaico é um dispositivo que converte a irradiação solar, emitida em forma de ondas eletromagnéticas, em eletricidade por meio do efeito fotovoltaico. Esse processo inicia-se com a transformação da matéria-prima de polissilício em *wafers*, que são então montados em módulos fotovoltaicos. O Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO) classifica os módulos fotovoltaicos em três tipos principais: silício monocristalino, policristalino e filmes finos. No mercado global, as células de silício cristalino (monocristalino e policristalino) predominam devido à sua eficiência e desempenho.

As células fotovoltaicas são compostas por dois tipos de materiais semicondutores: tipo n e tipo p. A dopagem do silício altera suas propriedades elétricas, criando uma camada de junção p-n entre os dois tipos de dopagem. Esta junção gera uma região com cargas elétricas fixas, positivas no lado n e negativas no lado p. Quando um fóton com energia suficiente incide sobre o lado p, ele libera um

elétron que pode atravessar a camada de junção e alcançar o lado n, resultando em uma diferença de potencial e a geração de eletricidade.

No mercado, destacam-se várias tecnologias avançadas de células fotovoltaicas, como PERC (Passivated Emitter and Rear Cell), TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact), HJT (Heterojunction) e NBC (Non-Busbar Cell). A tecnologia PERC de célula fotovoltaica adiciona uma camada de passivação na parte traseira da célula, além de uma camada de óxido de alumínio ou um dielétrico similar. A passivação reduz a recombinação de portadores de carga (elétrons e lacunas), aumentando a eficiência da célula. Possui uma maior eficiência em comparação com células tradicionais, um melhor desempenho em condições de baixa luminosidade e redução do efeito de aquecimento, o que melhora a durabilidade.

A TOPCon utiliza uma camada de óxido de túnel passivado e um contato traseiro dopado, combinando passivação eficiente da superfície com um contato que minimiza a recombinação de portadores de carga, resultando em alta eficiência de conversão e melhor desempenho térmico.

A HJT combina silício cristalino com camadas finas de silício amorfo, permitindo captura eficiente de luz e reduzindo as perdas de recombinação. Possui alta eficiência de conversão e melhor coeficiente de temperatura, com menor perda de desempenho em altas temperaturas e excelente desempenho em baixa luminosidade.

A tecnologia NBC elimina as barras de distribuição visíveis (busbars), utilizando uma grade de contatos muito fina ou outra tecnologia de interconexão para reduzir a sombra e aumentar a área ativa da célula, resultando em maior eficiência e aparência estética mais limpa.

A potência elétrica de um módulo fotovoltaico é geralmente expressa em Watts-pico (Wp), definida sob Condições Padrão de Teste (STC-Standard Test Conditions), que consideram uma irradiância solar de 1000 W/m^2 , uma distribuição espectral padrão AM 1,5 e uma temperatura de célula de 25°C . Ao atingir a Terra, a radiação solar interage com a atmosfera, que absorve cerca de dois terços dessa energia. A irradiância solar que atinge a superfície terrestre pode ser classificada em irradiância global, composta pelas componentes direta, difusa e refletida.

A irradiância direta é a fração da irradiância solar que atravessa a atmosfera sem interagir com seus componentes e atinge diretamente a superfície terrestre em linhas

paralelas. A irradiação difusa, por outro lado, é a fração da irradiação solar que atravessa a atmosfera e é difundida por elementos presentes nela, alterando a direção da luz. Esses raios solares percorrem trajetórias aleatórias devido à difração causada por nuvens, nevoeiro, poeira em suspensão e outros obstáculos atmosféricos. A irradiação refletida, também conhecida como radiação de albedo, ocorre quando os feixes de luz atingem a superfície terrestre e são refletidos pelo solo.

No mercado atual, existem módulos fotovoltaicos monofaciais e bifaciais. Os módulos bifaciais são capazes de absorver a radiação de albedo pela parte traseira, aumentando a geração de energia em até 20% e, conseqüentemente, a eficiência dos sistemas fotovoltaicos.

Uma prática comum no setor é a padronização dos tamanhos dos módulos. Os módulos G12 e G12R, por exemplo, geralmente oferecem maior potência devido ao maior tamanho do wafer, resultando em uma maior área de captura de luz solar. No entanto, o G12R, sendo menor, apresenta melhor eficiência e facilidade de instalação. O módulo G12 é ideal para usinas centralizadas, onde o espaço não é uma limitação, enquanto os módulos M10 e G12R são preferidos em aplicações comerciais e residenciais, onde a facilidade de instalação e o manuseio são fatores críticos.

Esses tamanhos e configurações permitem que fabricantes e instaladores otimizem tanto a produção quanto a escolha dos módulos, equilibrando eficiência, facilidade de instalação e custo.

Tabela 3 – Tamanho dos módulos fotovoltaicos monocristalinos.

Tipo do Módulo	Tamanho do Wafer (mm)	Número de células	Dimensões do módulo (mm)
G12	210 x 210	60 - 66	2384 x 1303
G12R	210 x 182	54 - 66	2278 x 1134
M10	182 x 182	54 - 72	2279 x 1134

Fonte: Autor

- **Tracker:**

Um sistema fotovoltaico de geração de energia é constituído por um conjunto de módulos fotovoltaicos conectados em série e paralelo, formando um arranjo

fotovoltaico. A configuração dessas conexões é determinada pelos níveis de tensão e corrente aos quais o sistema será submetido, sendo frequentemente ajustada para 1.500 V de corrente contínua, conforme o padrão máximo de tensão do sistema. Essa configuração é crucial para otimizar o desempenho e garantir a segurança do sistema. A conexão em série dos módulos fotovoltaicos eleva a tensão do sistema, enquanto a conexão em paralelo aumenta a corrente. A escolha adequada da configuração é essencial para alcançar os níveis desejados de potência e assegurar que o inversor, responsável por converter a energia gerada de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA), opere de maneira eficiente.

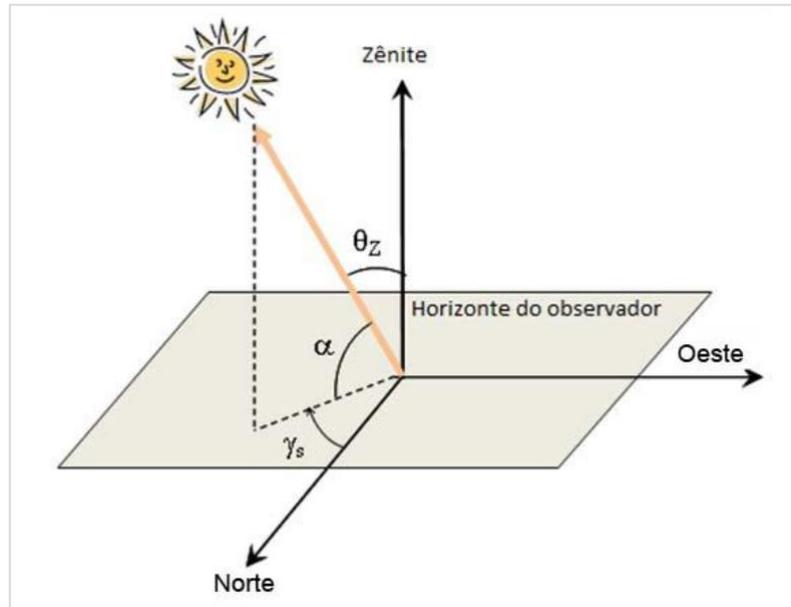
Para uma captação eficiente da energia solar, é fundamental entender a posição exata do Sol ao longo do dia e do ano. Isso inclui o cálculo dos ângulos da geometria solar que são os ângulos formados entre os eixos vertical e horizontal do local de instalação e a posição do Sol.

O ângulo Zenital (θ_z) é formado entre os raios do sol e vertical do local de instalação (Zênite), um eixo imaginário que aponta diretamente para cima representado na figura 13. Ele é complementar ao ângulo de altura solar (α) que é ângulo entre os raios de sol e a projeção dos mesmos sobre o plano horizontal, sendo sua complementação em relação a 90 graus, sendo sua maior altura solar ao meio-dia e varia com a estação do ano. Já o ângulo Azimutal do sol (γ_s), também chamado de azimute solar, é o ângulo medido entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e a direção Norte-Sul. O deslocamento angular é tomado a partir do Norte (0°) geográfico, sendo, por convenção, positivo quando a projeção se encontra à direita do Sul (a Leste) e negativa quando se encontra à esquerda (a Oeste). O ângulo azimutal do Sol varia desde o nascer até o pôr do Sol, e sua compreensão é vital para alinhar corretamente os painéis ou trackers a fim de maximizar a captação de luz solar [37].

$$\theta_z + \alpha = 90^\circ \quad (4)$$

$$-180^\circ \leq \gamma_s \leq 180^\circ \quad (5)$$

Figura 13 – Representação do Sol em relação ao plano Horizontal.



Fonte: Adaptado do Manual de Engenharia para sistemas fotovoltaicos [37].

Os *trackers*, ou rastreadores solares, são dispositivos utilizados em sistemas fotovoltaicos de geração centralizada para maximizar a captação de energia solar. Em sistemas de geração distribuída, estruturas fixas são mais comuns devido ao custo adicional dos *trackers*, que pode elevar em cerca de 20% os custos de aquisição dos equipamentos do sistema fotovoltaico.

Os *trackers* ajustam automaticamente a posição dos módulos fotovoltaicos ao longo do dia, garantindo que estejam sempre o mais perpendicular possível à radiação solar incidente. Atualmente, existem dois tipos principais de *trackers*: o *tracker* de eixo único, que ajusta a inclinação dos painéis ao longo do dia, seguindo o movimento do Sol de leste a oeste; e o *tracker* de eixo duplo, que ajusta tanto a inclinação quanto o azimute dos painéis, proporcionando um seguimento mais preciso e eficiente da trajetória solar.

A implementação de *trackers* em sistemas fotovoltaicos requer uma análise cuidadosa de diversos fatores para garantir que os benefícios superem os custos e desafios associados. Entre os principais fatores a serem considerados estão:

- **Custo Inicial:** Os *trackers* aumentam significativamente o custo inicial do sistema fotovoltaico devido ao equipamento mecânico e eletrônico necessário para ajustar continuamente a posição dos painéis solares. No

entanto, o incremento na geração de energia ao longo do tempo pode compensar esse investimento inicial, com um aumento na eficiência do sistema de até 30-40%, proporcionando um retorno financeiro significativo a longo prazo. Portanto, uma análise de custo-benefício é essencial para determinar a viabilidade econômica.

- **Manutenção:** *Trackers* possuem partes móveis que requerem manutenção regular para garantir um funcionamento contínuo e eficiente. A manutenção pode incluir a lubrificação de componentes, ajustes mecânicos e verificação do software de controle. Em comparação com sistemas fixos, a necessidade de manutenção é maior, o que pode resultar em custos operacionais adicionais. A escolha de *trackers* robustos e de alta qualidade pode minimizar a frequência e os custos de manutenção.
- **Software de Rastreamento:** O uso de *trackers* exige software especializado para otimizar o rastreamento da posição do Sol. Este software deve ser capaz de ajustar automaticamente os ângulos de inclinação e azimute dos painéis solares em tempo real. A precisão e a confiabilidade do software são cruciais para maximizar a captação de energia. Além disso, o software deve ser atualizado regularmente para incorporar melhorias e corrigir possíveis falhas.
- **Espaçamento e Layout:** *Trackers* requerem mais espaço para operação em comparação com sistemas fixos, devido ao movimento necessário para seguir a trajetória do Sol. O espaçamento adicional entre as fileiras dos *trackers*, conhecido como *pitch*, é necessário para evitar sombreamento e permitir o movimento dos módulos. Essa configuração maximiza a eficiência do sistema ao garantir que cada painel receba a máxima quantidade de luz solar possível. No entanto, é importante considerar que o aumento do *pitch* também requer mais espaço para a implantação da usina fotovoltaica, o que pode ser um desafio em projetos com restrição de espaço. Além disso, pode resultar em uma maior quantidade de cabos necessários para conectar os módulos aos inversores, fator que deve ser considerado durante o planejamento do empreendimento.

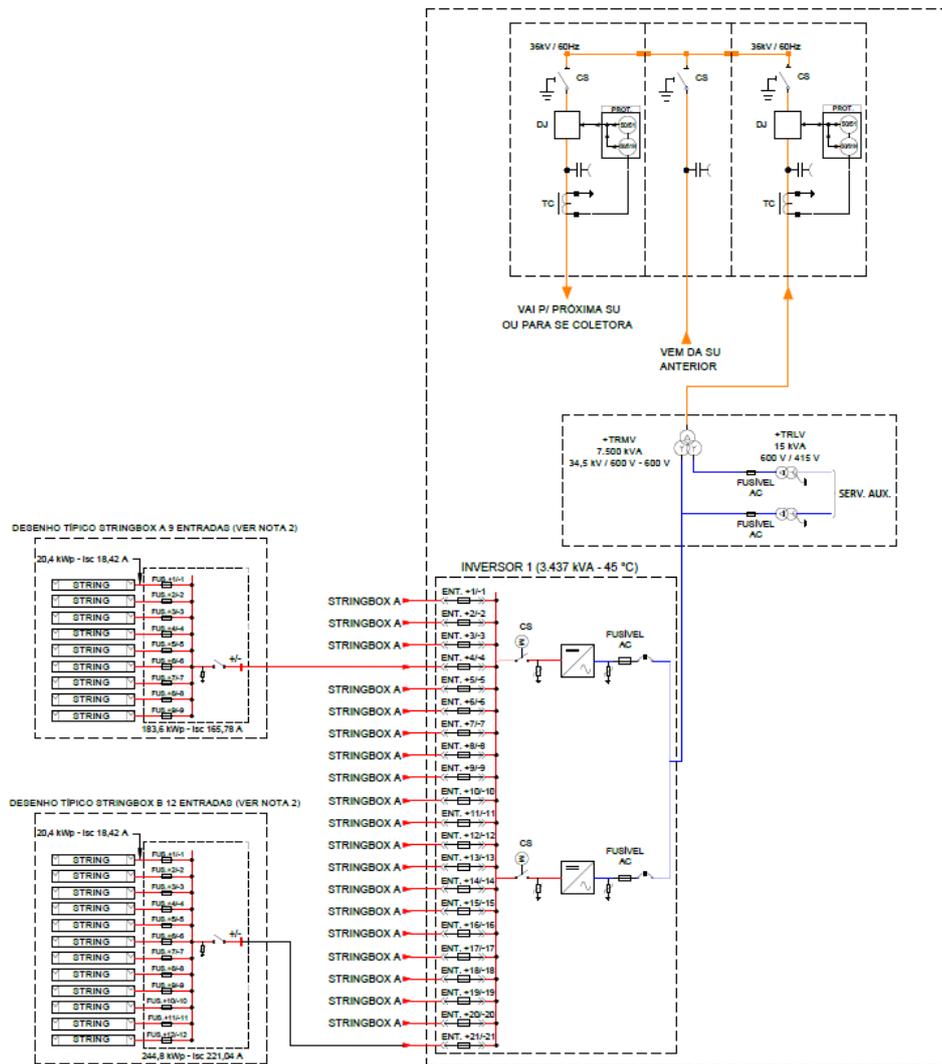
- **Inversor:** Nos sistemas fotovoltaicos, os arranjos de módulos geram energia em corrente contínua (CC). Contudo, como o sistema de transmissão de energia no Brasil opera em corrente alternada (CA), é essencial o uso de inversores de potência CC/CA para converter a energia gerada. Esses inversores desempenham um papel fundamental, não apenas convertendo a energia de CC para CA, mas também garantindo que ela atenda aos padrões de qualidade exigidos para injeção na rede elétrica.

Os inversores são cruciais na definição da potência instalada e na quantidade de energia que o sistema será capaz de injetar na rede elétrica. Além de sua função de conversão, eles otimizam a extração da máxima potência disponível dos módulos fotovoltaicos por meio de um sistema de controle chamado Maximum Power Point Tracking (MPPT). Esse sistema ajusta continuamente a carga elétrica para manter os módulos operando em seu ponto de máxima potência. O algoritmo mais utilizado para MPPT é o Perturba e Observa (P&O), que ajusta a tensão e a corrente dos módulos para encontrar e manter o ponto de máxima potência.

Além de otimizar a produção de energia, os inversores também são responsáveis por conectar e desconectar o sistema fotovoltaico da rede elétrica conforme as condições da rede ou do arranjo fotovoltaico, garantindo a segurança e a estabilidade tanto do sistema quanto da rede.

Em sistemas de geração centralizada, os principais tipos de inversores utilizados são central e string. Os inversores centrais gerenciam a energia proveniente de vários arranjos fotovoltaicos interligados às caixas de junção, conhecidas como *stringboxes*, que se conectam aos inversores. Esses inversores são altamente eficientes em grande escala, tornando-os ideais para grandes instalações. No entanto, apresentam limitações em termos de manutenção e expansão do sistema, além de possuírem um número limitado de MPPTs (geralmente um ou dois), o que os impede de identificar os pontos de máxima potência (MPP) de todas as strings individualmente. Dessa forma, são mais adequados para usinas que possuem arranjos de módulos fotovoltaicos homogêneos e condições de sombreamento similares.

Figura 14 – Diagrama unifilar da subestação unitária utilizando inversores tipo central.



Fonte: Autor (UFV 1 composta por 4 subestações unitárias com 8 inversores conectados a 160 stringboxes de 9 entradas e 8 stringboxes de 12 entradas; UFV 2 composta por 4 subestações unitárias com 7 inversores conectados a 140 stringboxes de 9 entradas e 7 stringboxes de 12 entradas).

A escolha dos inversores centrais é vantajosa para grandes usinas, pois a menor quantidade de inversores em operação, devido à sua maior potência nominal, simplifica a gestão de monitoramento e controle. Entretanto, essa configuração apresenta vulnerabilidades, uma vez que a conexão de um grande número de módulos a um único inversor aumenta a suscetibilidade a interrupções significativas caso ocorra algum problema sistêmico em um dos equipamentos.

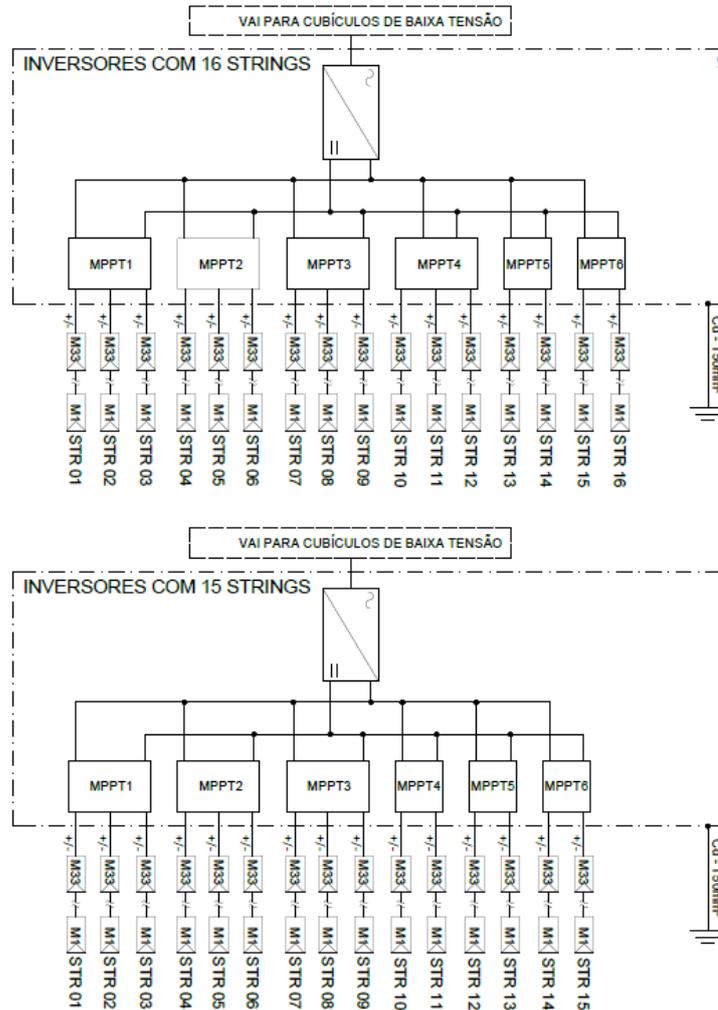
Por outro lado, os inversores string, comumente utilizados em sistemas de geração distribuída, conectam cada série fotovoltaica diretamente a um inversor

individual. Essa abordagem permite otimizar a operação de cada string em seu MPP, pois cada inversor gerencia a energia de uma única linha de módulos. Essa configuração oferece maior flexibilidade e facilidade de manutenção, permitindo que os inversores sejam facilmente substituídos ou adicionados conforme necessário.

Uma variação dessa topologia é o uso de inversores multistring, que permitem a conexão de várias strings em suas entradas, aumentando a flexibilidade do sistema. Essa configuração também possibilita o rastreamento do MPP de cada string individualmente, graças ao uso de conversores CC/CC posicionados entre as strings e o inversor, que ajustam os arranjos para operarem em seu MPP.

Comparado ao sistema que utiliza inversores centrais, a configuração com inversores multistring oferece maior flexibilidade em termos de inclinação e orientação, tornando-se mais adaptável a locais com diferentes condições topográficas. Além disso, em caso de falha em um dos inversores, o impacto na operação da usina é menos acentuado, uma vez que a capacidade nominal desses inversores é menor e menos módulos estão conectados a cada um deles. Essa característica reduz o risco de interrupções significativas e melhora a resiliência geral do sistema [38].

Figura 15 - Diagrama unifilar da subestação unitária utilizando inversores tipo String.



Fonte: Autor (UFV 1 composta por 4 subestações unitárias com 90 inversores conectados a 16 ou 15 strings de 4 ou 5 entradas; UFV 2 composta por 4 subestações unitárias com 90 inversores conectados a 16 ou 15 strings de 4 ou 5 entradas).

- **Célula a combustível:**

Uma célula ou pilha a combustível é um dispositivo que converte a energia química de um combustível diretamente em energia elétrica por meio de uma reação eletroquímica. As células a combustível operam de forma silenciosa, eficiente e confiável. Essas células possuem uma construção modular que permite arranjos em diferentes escalas de potência. Além disso, podem utilizar combustíveis de fontes renováveis, como hidrogênio verde e etanol. As células a combustível são mais eficientes porque realizam a conversão em uma única etapa, da energia química para elétrica, diferentemente dos motores a combustão, que exigem múltiplos processos de conversão de energia. Como operam sem a queima de combustíveis, resultam em

emissões muito baixas ou nulas. O principal produto de uma célula a combustível é eletricidade, com água e calor como subprodutos [39].

As células a combustível funcionam como baterias de operação contínua, gerando corrente contínua através de uma reação de combustão eletroquímica realizada a frio. O gás hidrogênio é o combustível mais comumente empregado nesse processo. Durante a reação, o hidrogênio é oxidado a prótons em um eletrodo de difusão gasosa, liberando elétrons. No eletrodo oposto, que também é um eletrodo de difusão gasosa, utilizado em células de membrana polimérica, ocorre a reação entre prótons, elétrons e oxigênio adsorvido, resultando na formação de água [40].

A reação global (8) envolve a formação de água a partir de hidrogênio e oxigênio, liberando calor no processo. Para alcançar diferenças de potencial práticas, na faixa de 150 a 200 V, torna-se necessário o empilhamento em série de várias células unitárias. As células a combustível são dispositivos que convertem diretamente a energia química em energia elétrica, por meio de duas semirreações eletroquímicas que ocorrem no ânodo e no cátodo de cada célula, como descrito nas Equações (6) e (7).

1. **Ânodo:** É o eletrodo onde o hidrogênio é introduzido. Nesse ponto, as moléculas de hidrogênio são separadas em prótons e elétrons.



2. **Cátodo:** É o eletrodo onde o oxigênio é introduzido. Os elétrons que percorrem o circuito externo e os prótons que atravessam o eletrólito se encontram no cátodo, onde reagem com o oxigênio para formar água.



3. **Reação Global:**

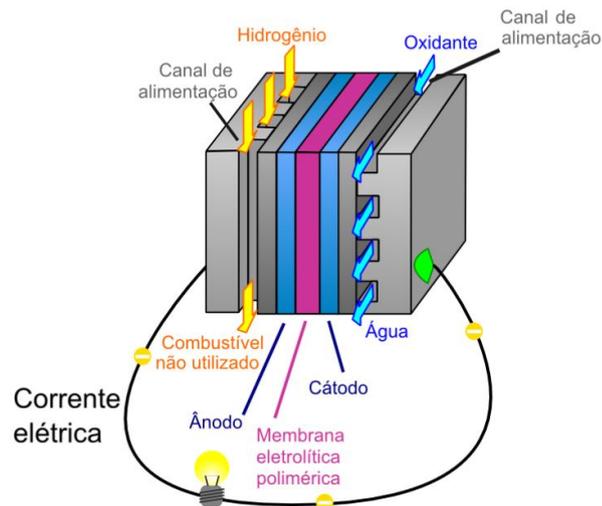


Um eletrólito é um material que conduz íons, permitindo a passagem dos prótons do ânodo para o cátodo enquanto bloqueia os elétrons, forçando-os a seguir por um circuito externo, gerando assim eletricidade. A estrutura básica de todas as células a combustível é semelhante, consistindo em dois eletrodos porosos separados por um

eletrólito e conectados por um circuito externo, responsável pela coleta da corrente elétrica gerada. Os eletrodos são expostos a fluxos de gases, sendo um o combustível e o outro o oxidante. A Figura 16 ilustra o processo, mostrando a geração de elétrons e seu transporte através do circuito externo, do ânodo para o cátodo.

Para o desenvolvimento de uma indústria de células a combustível, é fundamental reconhecer que o termo "célula a combustível" abrange uma diversidade de tecnologias distintas. Embora a estrutura básica dessas células inclua um ânodo, um cátodo e um eletrólito, os diferentes tipos de células a combustível variam em aspectos como a forma de entrega da eletricidade, os materiais utilizados, o tipo de combustível empregado, a temperatura de operação, entre outros fatores. Entre os tipos mais conhecidos de células a combustível estão: Proton Exchange Membrane Fuel Cell (PEMFC), Alcalina (AFC), Solid Oxide Fuel Cell (SOFC), Direct Methanol Fuel Cells (DMFC), Phosphoric Acid Fuel Cells (PAFCs), Molten Carbonate Fuel Cells (MCFCs) e Direct Alcohol Fuel Cells (DAFCs), cada uma com características e aplicações específicas [40].

Figura 16 – Célula combustível com Membrana Trocadora de Prótons.



Fonte: Adaptado Infoescola [41].

A célula a combustível de membrana de troca de prótons (PEMFC) utiliza uma membrana polimérica umidificada que permite a passagem de prótons enquanto força os elétrons a fluírem para o circuito externo, gerando eletricidade. Os elétrons retornam ao cátodo, onde reagem com oxigênio e prótons para formar água. Embora

o hidrogênio seja o combustível principal, outros combustíveis como o etanol podem ser usados, desde que se implemente um reformador e etapas de purificação para evitar a contaminação da célula. A desvantagem das PEMFCs é o uso de platina como catalisador, um material de alto custo. A análise do Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE) indica uma estabilidade na produção acadêmica e um aumento significativo de depósitos de patentes a partir de 2016, principalmente na China e Coreia do Sul, sugerindo avanços tecnológicos contínuos nessa área [40].

As células a combustível alcalinas (AFC) foram uma das primeiras tecnologias desenvolvidas, inicialmente para o programa espacial Apollo, onde demonstraram grande utilidade. Elas utilizam hidróxido de potássio em solução aquosa como eletrólito, permitindo a passagem de íons hidroxila para gerar energia elétrica. Embora não exijam metais preciosos como catalisador, essas células são altamente sensíveis a contaminantes e enfrentam problemas de corrosão devido ao eletrólito. Além disso, as AFCs requerem hidrogênio puro, pois até pequenas quantidades de CO₂ podem danificar irreversivelmente a membrana [40].

As células a combustível de óxido sólido (SOFCs) operam a temperaturas elevadas, chegando a 1.000 °C, o que permite a reforma do combustível fora da célula. Compostas por ânodo e cátodo porosos e um eletrólito sólido cerâmico, as SOFCs evitam problemas de corrosão e eliminação de líquidos, o que previne enchentes nos eletrodos. Elas geralmente utilizam uma mistura de hidrogênio e monóxido de carbono, formada pela reforma interna de hidrocarbonetos, e ar como oxidante. No entanto, as SOFCs enfrentam desafios como alto tempo de inicialização, baixa resistência mecânica, limitações na seleção de materiais devido à alta temperatura, e alta resistividade do eletrólito, que reduz a performance. Tentar reduzir a temperatura de operação aumenta a resistividade. Em 2022, as SOFCs foram o maior segmento do mercado de células a combustível, destacando-se pela flexibilidade no uso de combustíveis e na geração combinada de calor e energia [40].

As células a combustível de metanol direto (DMFC) utilizam o metanol como fonte de energia. No ânodo, o metanol é reformado em dióxido de carbono (CO₂), enquanto no cátodo, o oxigênio disponível no ar reage com a água ou vapor para formar água. As DMFCs são especialmente adequadas para aplicações de energia portátil devido à sua operação em baixa temperatura, longa vida útil e sistema rápido de reabastecimento. No entanto, apresentam desvantagens, como baixa tensão e

eficiência da célula devido a questões cinéticas, além da toxicidade do combustível [40].

As células de combustível de ácido fosfórico (PAFCs) utilizam ácido fosfórico líquido como eletrólito e eletrodos de carbono porosos contendo um catalisador de platina. O portador de carga nessas células é o íon hidrogênio, que se desloca do ânodo para o cátodo através do eletrólito. Os elétrons liberados no ânodo retornam ao cátodo pelo circuito externo, gerando corrente elétrica. No cátodo, a água é formada a partir da reação entre elétrons, prótons e oxigênio, com a platina acelerando as reações. Em geral, as PAFCs são mais eficientes quando usadas para cogeração de eletricidade e calor do que para a geração de eletricidade isoladamente [40].

As células a combustível de carbonato fundido (MFCs) operam a altas temperaturas, utilizando um eletrólito composto por uma mistura de sal de carbonato fundido em uma matriz cerâmica de óxido de alumínio e lítio. Essas células permitem o uso de metais não preciosos como catalisadores no ânodo e cátodo, reduzindo os custos. Uma vantagem significativa é que, ao contrário das células de combustível alcalinas, de ácido fosfórico e PEM, as MFCs não necessitam de um reformador externo para converter combustíveis como gás natural e biogás em hidrogênio. A operação a cerca de 650 °C oferece benefícios como o uso de materiais de baixo custo, catalisadores de níquel mais baratos, e a possibilidade de reformar o combustível internamente. Além disso, o calor gerado pode ser aproveitado para outros fins e a célula funciona bem com combustíveis contendo CO₂. No entanto, as MFCs enfrentam desafios como a corrosividade do eletrólito, a necessidade de CO₂ no cátodo, baixa tolerância ao enxofre, e a exigência de aço inoxidável, além de potenciais problemas com materiais devido à alta temperatura [40].

As células a etanol direto (DAFCs) são um tipo de célula de combustível alcalina. Elas oferecem vantagens como baixo custo, baixa corrosividade e a possibilidade de utilizar eletrocatalisadores de metais relativamente baratos e não nobres, como níquel, prata e paládio, em vez de platina, como nas células PEMFCs [40].

A Tabela 17 a seguir compara os diferentes tipos de células a combustível, destacando os eletrólitos e combustíveis geralmente utilizados, a temperatura de operação, a eficiência média e outras características importantes.

Tabela 4 – Descrição dos principais tipos de células a combustível.

Célula	Eletrólito típico	Combustível típico	Temperatura de Operação (°C)	Eficiência média (%)	Outras características
PEM Baixa temperatura	Naflon sólido	H ₂	60-80	40-60	Baixo peso e volume. Alta densidade de energia.
PEM Alta temperatura	Compósito sólido de Naflon/ polibenzimidazol (PBI) dopado em ácido fosfórico	H ₂	110-180	50-60	
Alcalina	Hidróxido de potássio	H ₂	60-90	~60	Baixo custo, porém, muito sensível a contaminantes e suscetível à corrosão.
SOFC	Solid yttria- stabilized zircônia (YSZ)	Metanol	500-1000	35-60	Pode usar diferentes tipos de combustíveis, como etanol.
DMFC	Naflon sólido	Metanol	Ambiente-110	35-60	Combustível líquido, o que torna mais fácil de armazenar e transportar.
PAFCs	Ácido fosfórico líquido concentrado (H ₃ PO ₄) em carboneto de silício (SiC)	H ₂	160-220	36-45	Mais eficientes quando usadas para a cogeração de eletricidade e calor.
MCFCs	Liquidalkali carbonate (Li ₂ CO ₃ , Na ₂ CO ₃ , K ₂ CO ₃) in Lithium aluminate (LiAlO ₂)	Metano	600-700	55-65	Não exige reformador externo para uso de metano ou biogás, o que reduz o custo.
Etanol direto	Solid Nafions — Alkaline media — Alkaline — Acidmedia	H ⁺	Ambiente-120	20-40	Usa um biocombustível, porém com baixa densidade de potência.

Fonte: Adaptado de CGEE [40].

Para aumentar a produção de eletricidade, células a combustível individuais são conectadas em série ou paralelo em um arranjo chamado "stack" (empilhamento). O stack de células a combustível tipo Membrana Trocadora de Prótons (PEMFC) é composto pelos seguintes componentes [44]:

- Placas Bipolares: Conectam eletricamente células adjacentes em um stack, unindo o ânodo de uma célula ao cátodo de outra. Elas distribuem uniformemente os gases de combustível e oxigênio, e possuem canais de fluxo para facilitar essa difusão. Fabricadas tradicionalmente em grafite, essas placas são valorizadas pela sua estabilidade química e baixa resistividade, que contribuem para uma maior potência eletroquímica. No entanto, enfrentam desafios como alto custo, baixa resistência mecânica e a necessidade de usinagem para criar os canais de fluxo.

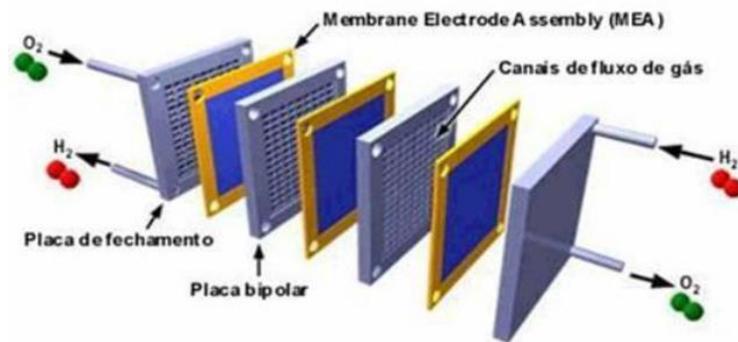
- **Placas de compressão:** Mantêm as células e as placas bipolares pressionadas umas contra as outras, garantindo um contato elétrico adequado e evitando vazamentos de gases. No interior da célula, o ânodo e o cátodo são compostos por catalisadores de platina, metais e óxidos, aplicados a uma camada de difusão de gás (GDL), que é prensada contra uma membrana polimérica (eletrólito) formando o MEA (Membrane Electrode Assembly). O GDL, feito de tecido de fibra de carbono, facilita a difusão dos gases hidrogênio e oxigênio, melhorando a eficiência dos eletrocatalisadores e reduzindo os custos de produção e operação da célula.

- **Vedação:** Crucial para prevenir vazamentos de gases no stack. O eletrólito sólido de uma célula PEMFC é uma membrana polimérica que conduz íons de prótons entre os eletrodos e bloqueia a passagem de elétrons. Este material deve ser condutor iônico e isolante eletrônico para garantir a eficiência da célula, possibilitando altas densidades de potência. A membrana polimérica, que pode ser feita de materiais como polímeros parcialmente perfluorados, ionômeros ou hidrocarbonetos, é essencial para a operação em baixa temperatura das células PEMFC. O ionômero perfluorado, como o Nafion® desenvolvido pela DuPont, é o material mais eficiente. A membrana precisa permanecer umedecida para garantir o fluxo constante de prótons; caso contrário, a secagem da membrana pode impedir o funcionamento adequado da célula.

- **Estrutura externa e Montagem:** A estrutura externa de um módulo PEMFC varia conforme o número de células empilhadas no stack. À medida que o número de células aumenta, a rigidez da estrutura deve ser maior para suportar movimentos e evitar vazamentos de gases. Estes gases precisam ter pressão suficiente para percorrer toda a estrutura de distribuição, já que as células possuem características de potência semelhantes. A montagem inclui placas separadoras que atuam como isolantes eletrônicos, mantendo a estrutura isolada eletricamente. Placas metálicas são posicionadas no início e no final do módulo para conexões elétricas. Entre as placas de grafite estão os MEAs, que realizam as reações eletroquímicas e são o "coração" da célula. A estrutura é mantida rígida e desmontável para facilitar a manutenção, utilizando suportes

e parafusos externos. A eficiência e capacidade do stack dependem do número de células, da qualidade dos materiais e da precisão na construção.

Figura 17 – Componentes de um Stack de células tipo PEMFC.



Fonte: Adaptado UEPG [40].

A produção de eletricidade com células a combustível pode ser realizada no local de consumo ou próximo a ele, oferecendo grande potencial para a geração distribuída. Esse conceito envolve a geração de energia no próprio local de uso, reduzindo custos com transmissão e distribuição e proporcionando uma solução energética otimizada. Comparadas à geração centralizada, as tecnologias para geração distribuída são mais baratas e podem ser implantadas rapidamente, com menor risco [42].

As concessionárias de energia elétrica, especialmente as regionais focadas na geração distribuída, têm mostrado interesse nas células a combustível devido a suas vantagens: alta eficiência em plena carga ou parcial, baixas emissões, baixo nível de ruído, unidades compactas e modulares, e flexibilidade operacional. Além disso, elas podem complementar a capacidade existente, reduzindo a demanda de pico e perdas [42].

No entanto, as células a combustível enfrentam desvantagens, como alto custo, tecnologia pouco familiar e falta de infraestrutura. Entre os tipos mais comuns, destacam-se as células de combustível de membrana de troca de prótons (PEMFC), utilizadas em transporte e pequenas instalações de geração de energia [42].

- **Eletrolisadores:**

Um eletrolisador é um dispositivo que utiliza eletricidade para realizar a eletrólise da água, um processo de oxirredução que divide a água em hidrogênio e oxigênio. Apesar de a água conter uma quantidade limitada de íons, ela pode ser transformada em um meio eletrolítico eficiente para a produção de hidrogênio "verde". Este hidrogênio é considerado um combustível promissor para energia limpa, especialmente quando produzido a partir de eletricidade gerada por fontes renováveis, como energia solar ou eólica. Nesse contexto, o hidrogênio obtido apresenta baixa emissão de carbono durante seu processo de produção, tornando-se uma tecnologia essencial para o avanço de uma economia sustentável.

Os eletrolisadores podem variar em design, dependendo de diferentes princípios físico-químicos e eletroquímicos. No entanto, todos seguem o princípio fundamental de separar a água em seus componentes gasosos por meio da aplicação de eletricidade. Os principais componentes de um eletrolisador são:

- **Ânodo:** Local onde ocorre a oxidação da água, resultando na produção de oxigênio e íons de hidrogênio (prótons).
- **Cátodo:** Local onde os íons de hidrogênio são reduzidos para formar gás hidrogênio.
- **Membrana ou Eletrólito:** Substância que facilita a condução de íons, separando o ânodo do cátodo e evitando a mistura dos gases produzidos.

Esses componentes trabalham em conjunto para garantir a eficiência do processo de eletrólise e a obtenção de hidrogênio de alta pureza. Os eletrolisadores podem ser classificados com base no tipo de eletrólito, temperatura de operação e estado do eletrólito (líquido ou sólido). As principais tecnologias de eletrolisadores incluem: alcalina (AEL), membrana de troca de prótons (PEM), células de eletrólise de óxido sólido (SOEC) e membrana de troca de ânions (AEM). Eletrolisadores de baixa temperatura operam em torno de 80°C, enquanto os de alta temperatura funcionam acima de 500°C [43].

Cada tecnologia de eletrolisador possui suas próprias vantagens e desvantagens, e nem todas estão disponíveis para uso industrial. A literatura acadêmica destaca principalmente os sistemas alcalinos (AEL) e membrana de troca

de prótons (PEM), que já estão no mercado, enquanto as soluções de óxido sólido (SOEC) e membrana de troca de ânions (AEM) estão se aproximando da comercialização. A escolha do eletrolisador ideal deve considerar requisitos como a aplicação específica, condições operacionais, custo, impacto ambiental, tipo de recurso energético, disponibilidade comercial, manutenção e suporte técnico. Além disso, nem todas as tecnologias são adequadas para integração com fontes de energia renováveis intermitentes, que são cruciais para a conexão entre energia e hidrogênio [44].

Este tópico proporciona uma visão geral das principais tecnologias de eletrolisadores, ressaltando suas vantagens e limitações no estágio atual de pesquisa e desenvolvimento. Os eletrolisadores são geralmente classificados em quatro categorias principais:

- Eletrolisador Alcalino (AEL):

Os eletrolisadores alcalinos são uma tecnologia consolidada, a eletrólise alcalina tem mais de um século de história, com a primeira grande planta inaugurada em 1939, e amplamente utilizada para a produção de hidrogênio, destacando-se pela robustez e custo relativamente baixo. Eles operam através da eletrólise da água utilizando um eletrólito líquido alcalino, como hidróxido de potássio (KOH) ou hidróxido de sódio (NaOH). O sistema é composto por dois eletrodos, o ânodo e o cátodo, frequentemente feitos de níquel devido à sua resistência à corrosão. Esses eletrodos estão imersos na solução eletrolítica, facilitando a eletrólise da água (H_2O) e sua decomposição em hidrogênio (H_2) e oxigênio (O_2). No cátodo, ocorre a reação de redução que gera hidrogênio, enquanto no ânodo, a reação de oxidação libera oxigênio. Um separador ou diafragma, que permite a passagem de íons e evita a mistura dos gases, é crucial para a segurança e eficiência do processo.

Os eletrolisadores alcalinos oferecem vantagens significativas, como o uso de componentes de baixo custo e alta durabilidade. Eles utilizam catalisadores não nobres, como manganês (Mn), em vez de metais nobres como platina (Pt) e rutênio (Ru), reduzindo os custos. Além disso, a alta durabilidade dos eletrolisadores alcalinos, projetados com separadores robustos, resulta em custos de manutenção menores e melhor tolerância a impurezas [44].

No entanto, os eletrolisadores alcalinos têm algumas desvantagens que podem limitar seu uso em aplicações de energia renovável. A principal desvantagem é o alto limite inferior de carga mínima, que dificulta o acoplamento com fontes de energia renovável variáveis, como eólica e solar fotovoltaica. Sua densidade de corrente deve ser ajustada lentamente, e a alta resistência interna provocada pelo diafragma e eletrólito resulta em baixa eficiência, exigindo um design volumoso e elevado custo de capital. Além disso, eles tendem a produzir hidrogênio com menor pureza e a consumir mais energia em comparação com outras tecnologias, como os eletrolisadores PEM. A natureza corrosiva dos eletrólitos alcalinos também demanda um projeto e manutenção cuidadosos para evitar vazamentos e a mistura dos gases, que são altamente inflamáveis.

- Eletrolisador de Membrana de Troca de Prótons (PEM):

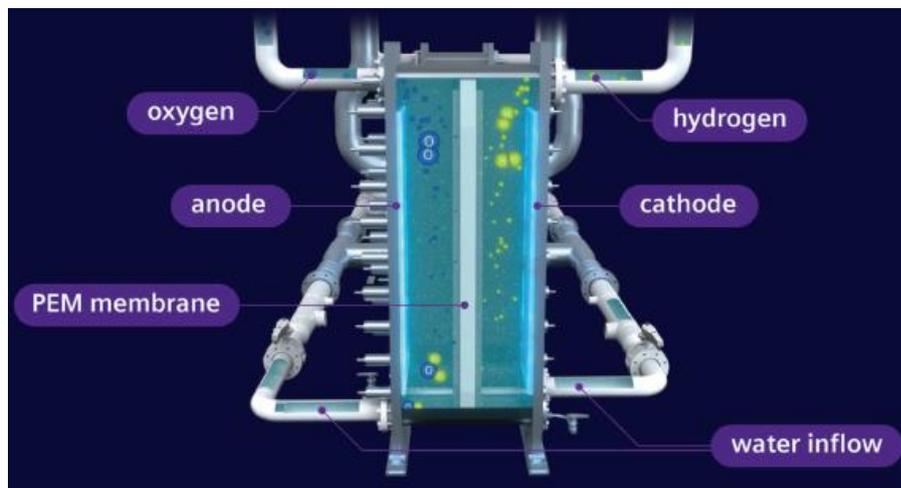
Os eletrolisadores de Membrana de Troca de Prótons (PEM) representam uma tecnologia avançada para a produção de hidrogênio, destacando-se das tecnologias de eletrólise em ambientes ácidos, como os eletrolisadores alcalinos. Desenvolvidos na década de 1960 para superar as limitações dos sistemas alcalinos, os eletrolisadores PEM foram aprimorados ao longo dos anos e são agora considerados altamente promissores, especialmente para a integração com fontes de energia renovável intermitentes, como solar e eólica. Isso se deve ao seu baixo nível de carga parcial, que varia de 0 a 10% da capacidade total, permitindo ciclos rápidos e operação em condições flexíveis, além de uma resposta eficiente para serviços de balanceamento da rede elétrica [44].

Os eletrolisadores PEM oferecem maior eficiência em comparação com os alcalinos, produzindo hidrogênio com pureza geralmente superior. Operam em densidades de corrente e temperaturas mais altas, resultando em um design compacto que possibilita a containerização mesmo em escalas maiores. Essa característica proporciona vantagens significativas para a fabricação e o desenvolvimento local, além de reduzir despesas de transporte e manutenção.

A principal característica dos eletrolisadores PEM é a membrana polimérica sólida conforme a figura 18, frequentemente fabricada com Nafion, que atua como eletrólito. Esta membrana é permeável a prótons, permitindo a eficiente transferência

de íons de hidrogênio do ânodo para o cátodo, enquanto evita a mistura dos gases hidrogênio e oxigênio, garantindo a alta pureza do hidrogênio produzido. Os eletrolisadores PEM operam em temperaturas entre 50°C e 80°C e pressões de até 400 bar, o que facilita o processo de refrigeração e reduz a necessidade de compressão adicional do hidrogênio, economizando energia e custos operacionais [44].

Figura 18 – Eletrolisador PEM Siemens.



Fonte: Adaptado de Siemens Energy [45].

Os eletrolisadores PEM demandam volumes específicos de água para o processo de eletrólise. A quantidade varia entre 9 a 22,4 litros por kg de H₂ produzido, dependendo da tecnologia empregada e da qualidade da água utilizada. Isso se deve à necessidade de utilizar água desmineralizada de alta pureza para evitar danos aos componentes do sistema. A manutenção de alta qualidade da água, com condutividade inferior a 5 µS/cm, é crítica para garantir a eficiência do eletrolisador e prolongar sua vida útil. Eletrolisadores modernos frequentemente incluem sistemas de purificação e remoção de íons para assegurar essa pureza, que impacta diretamente a durabilidade do equipamento [46].

É importante destacar que, no caso de eletrolisadores alimentados por eletricidade gerada a partir de energia solar fotovoltaica, a água necessária para a limpeza dos painéis solares representa cerca de 3-4% da quantidade utilizada no processo de eletrólise. A qualidade da água é um fator crítico, exigindo geralmente

água desmineralizada, como a do Tipo I ou II, conforme os padrões da Sociedade Americana para Testes e Materiais (ASTM), ou com condutividade inferior a $5 \mu\text{S}/\text{cm}$. A maioria dos eletrolisadores disponíveis no mercado inclui sistemas para remoção de íons e tratamento da água, assegurando a pureza necessária para a operação eficiente e duradoura do equipamento [46].

No entanto, a tecnologia PEM enfrenta desafios que limitam sua adoção em larga escala. O principal obstáculo é o alto custo dos catalisadores e eletrodos, devido ao uso de metais nobres como platina e irídio. As membranas perfluoradas e os coletores de corrente de titânio também são relativamente caros e complexos de produzir. A necessidade desses materiais devido ao ambiente ácido-corrosivo da membrana contribui para o aumento do custo inicial dos sistemas. Além disso, muitos óxidos de metais não nobres são suscetíveis à corrosão em ambientes ácidos, tornando-os inadequados como catalisadores. Sem catalisadores de liga de platina, a reação do ânodo pode sofrer envenenamento por monóxido de carbono (CO), resultando em uma diminuição gradual no desempenho da membrana.

A durabilidade dos eletrolisadores PEM pode ser limitada pela degradação dos materiais em condições operacionais severas, com a membrana polimérica e os eletrodos sofrendo desgaste ao longo do tempo, especialmente em ambientes corrosivos. A fabricação e manutenção desses sistemas exigem processos precisos e rigoroso controle de qualidade, o que pode aumentar os custos operacionais e a complexidade técnica [44].

- Eletrolisador de Óxido Sólido (SOEC):

Os eletrolisadores de Óxido Sólido (SOEC) estão emergindo como uma terceira principal tecnologia de eletrólise de água, além dos sistemas alcalinos e PEM. Embora ainda estejam em fase de pesquisa e desenvolvimento, e portanto longe da maturidade comercial, a tecnologia SOEC não é nova. Desde a década de 1960, ela tem atraído crescente interesse devido ao seu potencial para melhorar significativamente a eficiência da eletrólise da água através do uso de altas temperaturas operacionais.

Os SOEC operam a temperaturas elevadas, geralmente entre 500°C e 1000°C , e utilizam vapor de água para a eletrólise, o que resulta em uma eficiência energética

superior. O processo ocorre em um eletrólito cerâmico sólido, como a zircônia estabilizada com ítria (YSZ), que facilita a dissociação da água em hidrogênio (H_2) e oxigênio (O_2) com uma eficiência estimada entre 80% e 90,8%. Esta alta eficiência é alcançada pela redução das perdas resistivas e pelo melhor aproveitamento da energia térmica, superando a eficiência das tecnologias PEM e alcalinas [47].

Uma das principais vantagens dos SOEC é a menor resistência interna, que permite uma operação mais econômica ao reduzir a quantidade de energia elétrica necessária. Além disso, os SOEC podem integrar-se com processos industriais que geram calor residual, aumentando ainda mais a eficiência do sistema. A tecnologia não está limitada pela eficiência de Carnot, o que contribui para sua alta eficiência e potencial para rivalizar com sistemas PEM, especialmente em condições de geração variável. Os SOEC também oferecem estabilidade a longo prazo e baixos custos operacionais com catalisadores mais baratos [44].

No entanto, a tecnologia SOEC enfrenta desafios significativos para sua adoção mais ampla. A operação a altas temperaturas implica tempos de inicialização e aquecimento mais longos, o que pode dificultar a integração com fontes de energia renovável intermitentes, como solar e eólica. Flutuações na energia fornecida podem causar ciclos térmicos que aceleram a degradação dos materiais. A alta temperatura também impõe um estresse considerável sobre os materiais, especialmente o eletrólito e os eletrodos, levando ao envelhecimento e à desativação dos componentes ao longo do tempo. A fabricação de eletrolisadores SOEC envolve materiais e processos de alta precisão, resultando em custos iniciais elevados, e a manutenção e substituição de componentes desgastados podem ser onerosas.

Além disso, a compatibilidade mecânica é um desafio, devido à expansão térmica e à difusão entre camadas de material, o que pode levar à rápida degradação dos componentes cerâmicos da célula. Estes problemas, combinados com altos custos de investimento e uma capacidade de produção ainda limitada, indicam que a tecnologia SOEC precisa de melhorias significativas antes de se tornar uma alternativa viável em larga escala para os sistemas alcalinos e PEM [44].

- Eletrolisador Alcalino com Membrana (AEM):

Os eletrolisadores alcalinos com membrana (AEM) estão emergindo como uma tecnologia inovadora que combina características dos eletrolisadores alcalinos tradicionais (AEL) e dos eletrolisadores de membrana de troca de prótons (PEM). Utilizando uma membrana alcalina para separar os gases, os AEM buscam aproveitar as vantagens de ambos os sistemas, oferecendo uma alternativa eficiente e econômica para a produção de hidrogênio.

Os eletrolisadores AEM operam com um eletrólito sólido na forma de uma membrana alcalina semipermeável, que permite a condução de íons hidróxido (OH^-) do cátodo para o ânodo, enquanto impede a mistura dos gases hidrogênio (H_2) e oxigênio (O_2) gerados na eletrólise. Essa membrana de troca aniônica desempenha um papel semelhante à membrana de troca de prótons em sistemas PEM, mas com a vantagem de não exigir catalisadores de metais nobres caros. Em vez disso, catalisadores de metais de transição mais acessíveis podem ser utilizados [43].

Os eletrolisadores AEM funcionam em temperaturas mais baixas, entre 50°C e 60°C , e em uma faixa de pressão de 1 a 30 bar. Esta configuração permite combinar a estabilidade e o baixo custo dos sistemas alcalinos com a eficiência e a alta pureza de hidrogênio típicas dos sistemas PEM. A eficiência da eletrólise AEM pode superar a dos sistemas alcalinos e se aproximar da eficiência dos sistemas PEM, graças à redução das perdas energéticas e ao uso de materiais menos caros.

Apesar dessas vantagens, os eletrolisadores AEM ainda enfrentam desafios significativos. A principal limitação é a durabilidade reduzida da membrana, que resulta em uma vida útil mais curta do eletrolisador. Além disso, a tecnologia AEM está em estágio inicial de desenvolvimento, o que significa que há uma falta de dados extensivos sobre desempenho e confiabilidade, o que pode dificultar sua adoção comercial imediata. Os AEM também podem ser sensíveis a impurezas na água de alimentação, exigindo um rigoroso pré-tratamento da água para evitar a degradação da membrana e dos eletrodos.

Assim, embora a tecnologia AEM ofereça um potencial promissor para a produção de hidrogênio com alta eficiência e menor custo, ela ainda requer avanços adicionais em termos de durabilidade e desenvolvimento para se tornar uma alternativa viável e amplamente adotada no mercado.

Tabela 5 – Visão geral dos Eletrolisadores.

TIPO	AEL	PEM	SOEC	AEM
ELETROLITO	Solução de Hidróxido de potássio	Membranas Polimérica (Nafion)	Cerâmico (YSZ)	Membrana de troca aniônica
CÁTODO	Ni, Ligas de Ni-Mo	Platina, Liga Platina-Paládio	Ni/YSZ	Ni, Ligas de Ni
ÂNODO	Ni, Ligas de Ni-Co	Óxido de Rutênio, Óxido de Irídio	YSZ	Ni, Fe, óxidos de Co
TEMPERATURA DE OPERAÇÃO (°C)	50-80	60-200	800-1000	50-60
PRESSÃO DE OPERAÇÃO (bar)	25-30	70-400	1-30	1-30
DENSIDADE DE POTÊNCIA (mW/cm ²)	<1	<4,4	-	--
PUREZA DO H ₂ (%)	99.5-99.99998	99.9-99.9999	~99.99	99.99
EFICIÊNCIA (%)	68-77	70-80	80-90.8	<=74
ESTIMATIVA VIDA ÚTIL DA CÉLULA (h)	~60.000-100.000	~50.000-90.000	~20.000-90.000	~30.000
ESTIMATIVA TEMPO DE VIDA DO SISTEMA (ANO)	20-30	20-30	10-20	<20
TECNOLOGIA	Madura	Comercialização	Desenvolvimento	Pesquisa e desenvolvimento
VANTAGENS	Acessível a projetos de grandes plantas, baixo custo de produção e alta vida útil	Carga mínima baixa, sem substâncias corrosivas, baixa manutenção, alta densidade de potência, altas pressões, alta durabilidade e design compacto	Alta eficiência elétrica, carga mínima baixa e baixo custo de operação	Previne vazamento no eletrólito, alta pureza do H ₂ , mais compacto, baixo custo do catalizador e redução do consumo de energia
DESVANTAGENS	Baixa densidade de potência, baixa pureza do hidrogênio, custo com manutenção (sistema propenso a corrosão)	Alto custo da membrana e catalisador e rápida degradação (Propenso a envenenamento por CO)	Estabilidade limitada das células, não adequado para sistemas flutuantes, alto custo	Tecnologia imatura, tempo de vida média, extremamente sensível a intrusão de CO ₂ , baixa durabilidade, baixa escala, alta carga mínima e alto custo de investimento
PRODUÇÃO DE H ₂ (m ³ /h)	< 760	Até 450	-	-
TENSÃO DA CÉLULA (V)	1,8-2,4	1,8-2,2	0,91-1,3	-
CUSTO (USD/kW)	500-1400	1100-1800	2800-5600	-

Fonte: Adaptado de The Oxford Institute for Energy Studies [44].

Os eletrolisadores variam em termos de maturidade tecnológica, desde sistemas bem estabelecidos até inovações emergentes conforme tabela 5. Entre as principais tecnologias, os eletrolisadores alcalinos (AEL) e de membrana de troca de prótons (PEM) são os mais amplamente comercializados. Os AELs têm mais de um século de

aplicação, enquanto os PEMs têm se destacado desde a segunda metade do século XX, sendo atualmente a opção mais adequada para integrar fontes de energia renovável intermitentes na produção de hidrogênio. No entanto, os eletrolisadores PEM enfrentam desafios significativos devido ao alto custo dos catalisadores à base de platina e das membranas, fatores que elevam o preço final dessas unidades [44].

Apesar de os eletrolisadores PEM serem os mais indicados para a integração com fontes renováveis, nenhuma das tecnologias disponíveis atualmente supera as demais em todos os aspectos críticos para a produção eficiente de hidrogênio verde. Portanto, AEL, PEM, SOEC e AEM continuarão a ser foco de intensa pesquisa e desenvolvimento industrial nos próximos anos. Comparar os custos dessas tecnologias e explorar oportunidades de redução de custos será crucial para delinear cenários futuros de desenvolvimento.

4 METODOLOGIA

Este capítulo tem como objetivo apresentar as características técnicas de uma usina fotovoltaica centralizada, atualmente em operação no estado de Pernambuco. Inicialmente projetada para um sistema de autoprodução de energia, essa usina foi concebida para abastecer uma indústria de vidros planos, que tem como meta alcançar a neutralidade de carbono até 2030.

No processo de produção de vidros planos, o hidrogênio desempenha um papel crucial devido às suas propriedades químicas e físicas, que contribuem para a qualidade final do produto. Especificamente, o hidrogênio atua como agente redutor, removendo oxigênio residual e outros contaminantes durante a etapa de polimento do vidro. A presença desses contaminantes pode resultar em defeitos, bolhas e descolorações, comprometendo a transparência e uniformidade do vidro. O hidrogênio reage com os contaminantes, formando subprodutos que podem ser removidos, garantindo um vidro de alta pureza, com melhores propriedades ópticas e mecânicas. Dessa forma, o uso de hidrogênio é essencial para assegurar a alta qualidade do vidro produzido.

A adoção de eletrolisadores para a produção de hidrogênio representa uma alternativa promissora e sustentável, alinhada às demandas ambientais e operacionais atuais. Investir em tecnologias de eletrólise surge como uma solução estratégica para a indústria do vidro, promovendo eficiência, segurança e responsabilidade ambiental.

Conforme delineado no capítulo 1, o objetivo deste estudo é realizar uma análise de viabilidade da integração da usina fotovoltaica existente com um eletrolisador PEM, visando abastecer a fábrica de vidros planos com o hidrogênio necessário para o seu processo produtivo. Essa análise é fundamental para determinar se a produção de hidrogênio a partir de energia solar é uma solução técnica e economicamente viável para a indústria. Além disso, este capítulo fornecerá uma descrição detalhada da usina em estudo, abordando aspectos do eletrolisador, LCOE, LCOH, CAPEX e OPEX, o que facilitará a avaliação da viabilidade técnica e econômica da integração proposta.

4.1 EMPREENDIMENTO DE REFERÊNCIA

O Projeto Complexo Fotovoltaico Maravilhas é composto por duas plantas individuais de características semelhantes, denominadas UFVs Maravilhas I e II, localizadas a aproximadamente 64 km ao norte da cidade de Recife, no Estado de Pernambuco, na região Nordeste do Brasil. A área do projeto apresenta uma temperatura média anual de 25,3°C, com máximas de 33,4°C e mínimas de 18,9°C. A vegetação predominante é a Mata Atlântica, e a umidade relativa média anual é de 80,9%, com uma velocidade média do vento de 9,72 km/h. O objetivo principal das plantas é a autoprodução de energia, além da comercialização no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Ambas as plantas compartilham as mesmas características técnicas e estão conectadas a uma subestação existente de 34,5/69 kV. Os dados relativos à capacidade instalada e ao Typical Meteorological Year (TMY) médio, medidos entre os anos de 2019 e 2021, estão apresentados nas tabelas 6 e 7, respectivamente.

Tabela 6 – Capacidade instalada das UFVs Maravilhas I e II.

		TOTAL UFVs Maravilhas	UFV Maravilhas I e II (Individualmente)
Potência Total	Potência total dos módulos P_{DC} (MWp)	61,06	30,53
	Potência máxima dos inversores P_{AC} (MW)	59,40	29,70
	Potência no ponto de conexão (MVA)	54,00	27,00
	Relação P_{DC}/P_{AC}	1,13	1,13

Fonte: Autor.

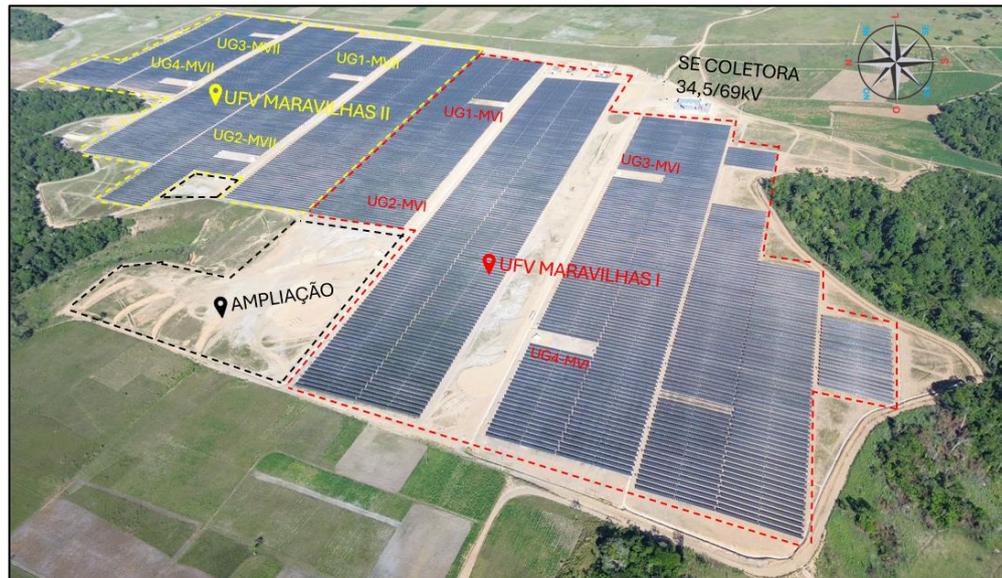
Tabela 7 – TMY das UFVs Maravilhas I e II

Mês	GHI [kWh/m ²] mensal	DHI [kWh/m ²] mensal	Temperatura [°C]
Janeiro	192	90	27,1
Fevereiro	179	66	26,1
Março	192	84	26,0
Abril	164	66	26,2
Maio	150	72	25,0
Junho	128	64	23,9
Julho	134	73	23,6
Agosto	160	75	23,5
Setembro	176	88	24,3
Outubro	200	86	26,0

Mês	GHI [kWh/m ² mensal]	DHI [kWh/m ² mensal]	Temperatura [°C]
Novembro	202	84	25,5
Dezembro	199	86	25,7

Fonte: Autor.

Figura 19 – Complexo Fotovoltaico Maravilhas.



Fonte: Autor.

4.1.1 Curva A do Complexo Fotovoltaico Maravilhas

As UFVs Maravilhas I e II possuem as mesmas características técnicas, dessa forma serão apresentados os detalhes técnicos das UFVs e tecnologias empregadas. Estas informações são cruciais para entender o potencial de geração de energia solar disponível para o processo de eletrólise e compor a análise de viabilidade.

A UFV Maravilhas I foi concebida no formato de autoprodução e possui uma potência CC de 30,53 MWp, correspondente a 23.265 módulos fotovoltaicos Mono Cristalino PERC Risen de 655 Wp e 23.166 módulos fotovoltaicos Mono Cristalino PERC Risen de 660 Wp, 469 trackers STi-H250 eixo Norte-Sul bi-linha divididos em 3 stings com 33 módulos cada, e uma potência CA de 29,70 MW, composta por 90 inversores tipo String SUN2000-330KTL-H1 de 330 kW AC, 4 STS (Smart Transformer Station) de 7.350 kVA responsáveis por elevar a tensão de saída do inversor, correspondente a 800 V, para a tensão de distribuição em 34,5 kV, 2 cubículos de

média tensão, 4 transformadores auxiliar 10kVA 800V/380V e 4 painéis de distribuição de baixa tensão para alimentação dos serviços auxiliares circunvizinhos ao STS. Nas tabelas 8, 9 e 10 a seguir, serão apresentadas as configurações/recursos dos principais equipamentos que chamamos de Curva A para a UFV Maravilhas I.

Tabela 8 – Características Técnicas dos Módulos Fotovoltaicos.

Módulos Fotovoltaicos			
Fabricante	Risen Energy		
Modelo	RSM132-8-xxxBMDG*		
Tecnologia	Silício Mono Cristalino PERC bifacial		
Características Elétricas (condições STC)			
Potência máxima	[Wp]	655	660
Tensão na potência máxima	[V]	38,05	38,23
Corrente na potência máxima	[A]	17,22	17,27
Tensão em circuito aberto	[V]	45,69	45,89
Corrente de curto-circuito	[A]	18,23	18,28
Eficiência	[%]	21,1	21,2
Coeficiente de temperatura Pmax	[%/°C]	-0,34	
Tolerância de potência	[W]	0 ~ +5	
Fator de bifacialidade	[%]	70±5	
Tensão máxima do sistema	[V]	1.500	
Garantia de potência no final do 1º ano	[%]	98	
Garantia de potência no final do 30º ano		84,95	
Garantia de degradação linear a.a.	[%]	0,45	
Características mecânicas			
Dimensões	[mm]	2384 x 1303 x 35	
Peso	[kg]	38,5	
Moldura	Mat.	Liga de alumínio anodizado	
Caixa de junção	IP	68	
Tipo de conectores	-	Risen TwinseI PV-SYS02	
Seção dos cabos de saída	[mm²]	4	

Fonte: Datasheet Módulo Risen Energy.

Tabela 9 – Características Técnicas do Inversor Huawei.

Inversores Fotovoltaicos	
Fabricante	Huawei
Modelo	SUN2000-330KTL-H1
Tensão máxima CC	1.500 V
Número de MPPTs	6
Faixa de tensão de operação MPPT (Vcc)	500 – 1.500
Corrente máxima CC por MPPT (A)	65
Número de entradas CC por MPPT	4/5/5/4/5/5
Potência de saída @40°C (kVA)	300
Fator de potência	0,8i - 0,8c
Tensão de saída (Vca)	800
Corrente máxima de saída (Aca)	238,2
Frequência de operação (Hz)	60
Eficiência máxima (%)	99,0
Faixa de temperatura ambiente operacional	-25°C a +60°C
Grau de proteção	IP66

Fonte: Datasheet Huawei (SUN2000-330KTL-H1).

Tabela 10 – Características Técnicas dos STS.

Skid		
Transformador		
Potência máxima	kVA	7.350
Tensão nominal	Enrolamento MT (kV)	34,5
	Enrolamento BT 1 (kV)	0,8
	Enrolamento BT 2 (kV)	0,8
Tipo de enrolamento	MT	Delta
	BT	Estrela
Frequência nominal	Hz	60
Perdas em vazio	%*	0,1
Perdas em carga	%*	≤ 1,1
Impedância nominal de curto-circuito Alta tensão / Baixa tensão 1+2 @105°C	%*	-
Impedância nominal de curto-circuito Alta tensão / Baixa tensão 1 @105°C	%**	6 a 8
Impedância nominal de curto-circuito Alta tensão / Baixa tensão 2 @105°C	%**	6 a 8
Impedância nominal de curto-circuito Baixa tensão 1 / Baixa tensão 2 @105°C	%**	12 a 14

* Base: 7.350 kVA

** Base: 3.675 kVA

Fonte: Datasheet WEG.

Tabela 11 apresenta a previsão de geração mensal, incluindo as perdas elétricas e por disponibilidade do sistema fotovoltaico e da rede, da UFV Maravilhas I e II. Os resultados de energia apresentam a produção anual de energia do sistema fotovoltaico (P50), portanto, existe uma chance de 50% de que a produção média de energia seja menor que o valor dado, mesmo se considerando períodos de longo prazo.

Tabela 11 – Previsão de geração mensal (P50)

Mês	Geração UFV I (MWh)	Geração UFV II (MWh)
Janeiro	5.791	5.810
Fevereiro	5.661	5.710
Março	6.091	6.140
Abril	5.291	5.370
Maio	4.811	4.890
Junho	4.141	4.200
Julho	4.371	4.440
Agosto	5.091	5.160
Setembro	5.531	5.590
Outubro	6.161	6.210
Novembro	6.331	6.360
Dezembro	6.151	6.180
Anual	65.422	66.060

Fonte: Autor.

A tabela 12 apresenta os números de produção de energia líquida anual, o projeto terá uma vida útil de 25 anos, considerando o efeito da degradação anual incidindo a partir do segundo ano e incluindo as perdas elétricas e por indisponibilidade do sistema fotovoltaico e da rede.

Tabela 12 – Energia líquida anual [MWh/ano]

Ano	UFV I (MWh)	UFV II (MWh)
1	65.421	66.063
2	65.115	65.754
3	64.808	65.444
4	64.498	65.131
5	64.186	64.816
6	63.872	64.499

7	63.557	64.180
8	63.240	63.860
9	62.921	63.538
10	62.602	63.216
11	62.281	62.891
12	61.959	62.566
13	61.636	62.240
14	61.312	61.913
15	60.988	61.585
16	60.662	61.257
17	60.336	60.927
18	60.010	60.598
19	59.682	60.267
20	59.355	59.936
21	59.027	59.605
22	58.699	59.274
23	58.371	58.943
24	58.371	58.612
25	57.716	58.281

Fonte: Autor.

5 ANÁLISE DE VIABILIDADE DO HIDROGÊNIO VERDE

A energia gerada em hidrelétricas provém de fontes hídricas, onde a água é armazenada em grandes reservatórios, permitindo a conversão da energia potencial/mecânica em energia elétrica conforme a demanda. Uma das maiores vantagens desse sistema é a flexibilidade, já que não é necessário despachar toda a energia disponível imediatamente, possibilitando um gerenciamento eficiente. No entanto, a geração depende da disponibilidade de água nos reservatórios, e no caso do Brasil, a maioria dos potenciais hídricos já foram explorados, limitando o crescimento desse tipo de energia. Essa limitação justifica porque as fontes hídricas não foram priorizadas como opção energética para processos de produção o hidrogênio verde.

O uso de amônia (NH_3) para armazenamento de hidrogênio (H_2), apresenta vantagens consideráveis, como a infraestrutura global de distribuição já existente e a eficiência do processo de produção de amônia via propriedades de Haber-Bosch, que é amplamente utilizada. A amônia é composta por nitrogênio (N_2), que está presente em grande quantidade na atmosfera, e hidrogênio. No entanto, apesar da eficiência da produção de amônia, o processo de reconversão de NH_3 em N_2 e H_2 no destino final apresenta desafios. Esse processo é energeticamente intensivo e, em muitos casos, pode não ser viável economicamente. A conversão de amônia em hidrogênio requer energia, o que reduz a eficiência geral do processo, especialmente quando o hidrogênio é utilizado para gerar eletricidade posteriormente.

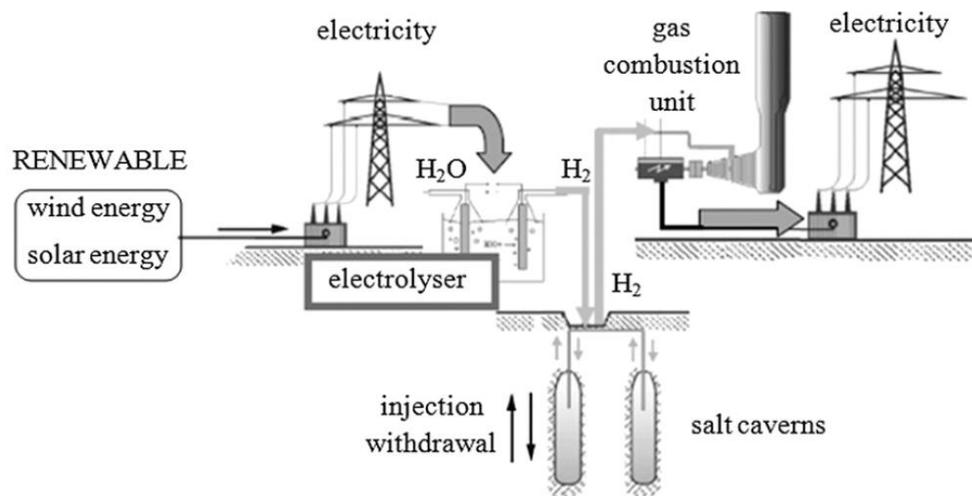
O armazenamento de hidrogênio em larga escala em cavernas de sal apresenta um desafio significativo devido ao alto consumo de energia. A liquefação do H_2 requer entre 25% a 35% da energia que seria gerada pela queima do próprio hidrogênio. Além disso, quando convertida de volta em eletricidade, a eficiência pode ser de apenas 50%, resultando em perdas totais de 50% a 60% da energia inicial. Isso torna o processo menos atraente energeticamente.

Por outro lado, a proteção surge como uma alternativa promissora para o armazenamento de grandes quantidades de energia, especialmente em áreas com cavernas de sal subterrâneas, como a região de Tuz Golu. As condições geológicas projetadas desse local permitem o armazenamento seguro de hidrogênio em grande escala. Além disso, o projeto das cavernas de sal e suas intervenções operacionais

foram avaliadas como seguros para geração de eletricidade (hidrogênio misturado com gás natural) a curto prazo [47].

Esse local pode servir não apenas para o armazenamento de hidrogênio, mas também para a produção e geração de eletricidade em um sistema integrado com usinas fotovoltaicas e tecnologias de eletrólise de água. Nesse contexto, é possível reduzir as emissões de CO₂ por meio da captura e armazenamento em aquíferos salinos, tornando o processo mais sustentável e eficiente [47].

Figura 20 – Visão esquemática de uma instalação de caverna de sal para produção de hidrogênio e armazenamento de gás.



Fonte: Adaptado de Ahmet Ozarslan [47]

A análise da viabilidade do hidrogênio verde, especialmente quando associada com usinas fotovoltaicas, depende de fatores críticos, como armazenamento de grandes quantidades de energia, transporte e eficiência da produção. A intermitência das fontes renováveis, como solar e eólica, pode gerar excedentes de eletricidade que precisam ser armazenados de forma eficiente para garantir o uso posterior, sendo o hidrogênio verde uma solução promissora para esse armazenamento de energia excedente.

No entanto, o armazenamento de hidrogênio apresenta desafios específicos. Sua baixa densidade energética por volume exige tecnologias de compressão ou liquefação, que elevam os custos e aumentam a complexidade, sobretudo em termos de segurança. O hidrogênio é altamente inflamável, e vazamentos podem resultar em

explosões e incêndios. Essas dificuldades tornam o armazenamento de hidrogênio mais complicado em comparação com combustíveis fósseis tradicionais.

Além do hidrogênio, o armazenamento de energia em baterias tem um papel crucial para mitigar a intermitência da geração solar, permitindo um fornecimento contínuo de eletricidade para os eletrolisadores e minimizando períodos de inatividade. Isso otimiza o desempenho do sistema, evitando a subutilização dos equipamentos durante períodos de baixa geração solar. O armazenamento também possibilita uma operação flexível, acionando o eletrolisador em momentos de maior disponibilidade de energia renovável ou de menor custo de energia no mercado.

Para assegurar a viabilidade da produção de hidrogênio verde voltada para a reconversão em energia elétrica, é fundamental realizar uma análise minuciosa que considere as limitações do armazenamento e os custos envolvidos. Um modelo típico de produção de hidrogênio verde por eletrólise, que inclui armazenamento, é composto por cinco componentes principais: geração solar fotovoltaica, eletrolisadores, sistema de abastecimento e tratamento de água, além de compressão e armazenamento. Esses elementos são ilustrados na figura 21 do software Hyjack, utilizado neste estudo para avaliar a viabilidade do armazenamento de hidrogênio.

Figura 21 – Fluxo de produção do hidrogênio verde.



Fonte: Adaptado de Hyjack [48].

A metodologia deste trabalho fundamenta-se na produção de hidrogênio verde por meio da eletrólise da água, utilizando energia solar como fonte primária. Para

reduzir os custos de produção, optou-se por não implementar o armazenamento de hidrogênio, uma vez que os resultados da simulação realizada no Hyjack indicaram uma taxa de retorno negativa, tornando o projeto inviável. Essa escolha é justificada pelos desafios significativos associados ao armazenamento de hidrogênio, que incluem sua baixa densidade energética, a necessidade de grandes espaços, riscos de vazamentos e perdas ao longo do tempo, além do aumento dos custos operacionais. Assim, decidiu-se que a produção do eletrolisador será conectada diretamente à carga.

A geração de energia necessária para o processo será atendida pela planta fotovoltaica Maravilhas II, já existente, com capacidade de 30,53 MWp. Além disso, uma expansão de 4,41 MWp será realizada, aproveitando um espaço disponível na planta conforme figuras 18 e 21. A ampliação contará com a instalação de 6.210 módulos bifaciais Trina de 710 Wp, 69 trackers bi-fila STI, 12 inversores de 330 kW e uma STS de 6 MVA, totalizando uma potência de 3,58 MW e geração de 23,77 MWh/dia, com uma relação DC/AC de 1,23.

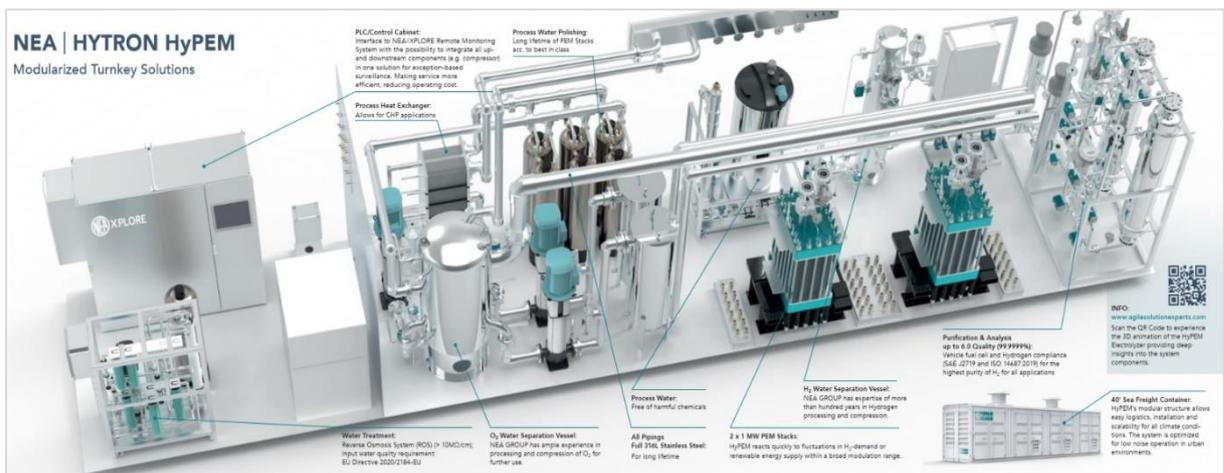
Com essa expansão, a capacidade total de geração será de 34,94 MWp, suficiente para atender à demanda energética do eletrolisador PEM de 5 MW escolhido. Nos momentos de baixa demanda de hidrogênio, o excedente de energia poderá ser direcionado ao mercado livre, sem a necessidade de utilizar a rede elétrica, mantendo assim a certificação do hidrogênio como "verde". Essa configuração visa otimizar o uso dos recursos energéticos disponíveis e garantir a sustentabilidade do processo.

Para a produção de hidrogênio no projeto, foi selecionado o eletrolisador HyPEM de 5 MW da empresa Hytron, conforme destacado na Figura 22. Esse modelo de eletrolisador é do tipo Proton Exchange Membrane (PEM), cujas especificações técnicas estão descritas na Tabela 13. O eletrolisador foi escolhido pela sua capacidade de produzir aproximadamente 2150 kg de H₂ por dia, com um consumo energético de 53 kWh/kg H₂ e a necessidade de 19 litros de água por quilo de hidrogênio produzido. Essa escolha visa atender 5% da demanda de hidrogênio necessária para a produção de vidro na fábrica, contribuindo para a mitigação de riscos no processo industrial.

Os dados do eletrolisador HyPEM, tabela 13, estão alinhados com os resultados de simulações do software Hyjack, figura 23, que indicam uma produção diária média de 2156 kg H₂, consumo de 55 kWh/kg H₂ e abastecimento de aproximadamente 9,02 litros de água por quilo de H₂. Essa proximidade nos valores confirma confiabilidade do software Hyjack para comparação dos resultados.

A escolha do eletrolisador PEM é estratégica, pois sua integração eficiente garante uma produção de hidrogênio confiável, especialmente em setores de alta demanda, como indústrias e armazenamento de energia renovável. Além disso, o uso de eletrolisadores PEM bem projetados otimiza os custos operacionais e de manutenção, aumentando a viabilidade econômica do projeto e a sustentabilidade ambiental, elementos cruciais para a implementação bem-sucedida de sistemas de hidrogênio verde em larga escala.

Figura 22 – Eletrolisador Hytron de tecnologia PEM.



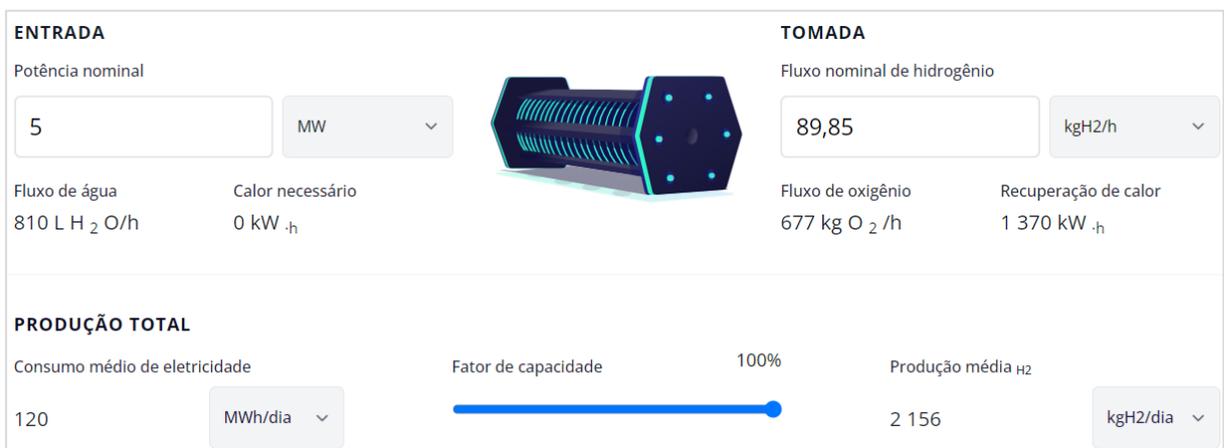
Fonte: Adaptado de Hytron [49].

Tabela 13 – Características Técnicas do Eletrolisador Hytron.

Nominal Power	[MW]	1	2	5	10
Output	[kgH ₂ /day]	430	860	2,150	4,300
System Power Consumption	[kW/kgH ₂]	53			
Modulation Range (per stack)		20% - 100%			
H₂ Pressure	[bar(g)]	30			
O₂ Pressure	[bar(g)]	<= 10			
H₂ Quality		Hydrogen Fuel Ready (SAE J 2719 / ISO14687:2019)			
H₂O Consumption	[l/kgH ₂]	19			
H₂O Quality Required		EU Directive 2020/2184-EU			
Temp. Range	[°C]	-20°C - +40°C			
Noise Level		Optimized for Installation in Urban Environments			
Input Voltage Required	[kV]	Medium Voltage (e.g., 20kV)			
Power Cube		Rectifier and Transformer Unit delivered to Customer Requirements (Customized)			

Fonte: Adaptado de Hytron [49].

Figura 23 – Simulação do Eletrolisador.



Fonte: Adaptado de HyJack [48].

A integração de um eletrolisador PEM com um sistema de geração solar fotovoltaica permite alinhar a produção de hidrogênio diretamente com a energia gerada pela planta solar. A razão de produção de hidrogênio é representada pela fórmula:

$$FCR = \frac{H_{WT}}{E_{PT}}$$

Onde:

- FRC é a razão de produção de hidrogênio,
- H_{WT} é a energia necessária para produzir 1 kg de hidrogênio, e
- E_{PT} é a energia gerada pelo sistema solar fotovoltaico.

Sempre que o valor de FRC estiver entre 0 e 1, o sistema de eletrólise estará em operação; fora disso, o eletrolisador ficará inativo. Esse parâmetro demonstra a dependência da produção de hidrogênio da disponibilidade de energia solar, o que torna essencial a integração otimizada desses sistemas para maximizar a eficiência.

O desempenho do eletrolisador é avaliado pelo fator de carga, que mede a produção real em relação à máxima teórica ao longo de um ano. Projetos que dependem de fontes renováveis intermitentes, como solar e eólica, dificilmente atingem um fator de carga de 100% devido à variabilidade na geração de energia ao longo do ano. Mesmo operando de maneira eficiente, a intermitência dessas fontes resulta em momentos de inatividade, durante os quais custos fixos continuam a incidir, sem produção de energia correspondente.

Portanto, otimizar o fator de carga é essencial para garantir a viabilidade econômica da produção de hidrogênio verde. Isso inclui alinhar a operação do eletrolisador com picos de geração solar e utilizar soluções de armazenamento para mitigar a intermitência, maximizando o aproveitamento da energia disponível e minimizando custos associados à ociosidade, tornando o processo mais eficiente e competitivo.

Na projeção de usinas fotovoltaicas integradas a eletrolisadores, a análise detalhada de indicadores financeiros como LCOE (Custo Nivelado de Energia), LCOH (Custo Nivelado de Hidrogênio), LCOS (Custo Nivelado de Armazenamento), CAPEX (Despesas de Capital) e OPEX (Despesas Operacionais) é fundamental para

determinar a viabilidade econômica de projetos em larga escala. Esses indicadores ajudam a avaliar não apenas o custo de produção, mas também a competitividade do hidrogênio verde frente a outras tecnologias.

A redução dos custos de aquisição de eletrolisadores (CAPEX), aliada à tendência contínua de queda nos preços da energia gerada por usinas fotovoltaicas e parques eólicos, é um fator decisivo para tornar o hidrogênio verde competitivo em comparação com outras formas de produção de hidrogênio. Essa redução de custos permitirá que o hidrogênio ganhe escalabilidade, aumentando sua viabilidade e consolidando-o como uma alternativa sustentável e econômica para diversas indústrias, promovendo, assim, uma transição energética mais robusta e sustentável.

5.1.1 Custos Nivelados

O Custo Nivelado de Energia (LCOE - levelized cost of electricity) é uma métrica essencial para avaliar a viabilidade econômica de usinas de geração de eletricidade, representando o custo médio por unidade de eletricidade gerada ao longo de sua vida útil. Ele inclui todos os custos envolvidos no projeto, como CAPEX, OPEX, e no caso de fontes renováveis, como a solar, o custo de combustível é zero.

O LCOE é calculado pela divisão dos custos totais do projeto pela quantidade total de energia gerada ao longo de sua vida útil, sendo expresso em R\$/MWh. Essa métrica permite que os investidores saibam qual é a receita média por MWh necessária para recuperar todos os custos ao longo do tempo, tornando-se fundamental para a comparação entre diferentes tecnologias e projetos de geração de energia.

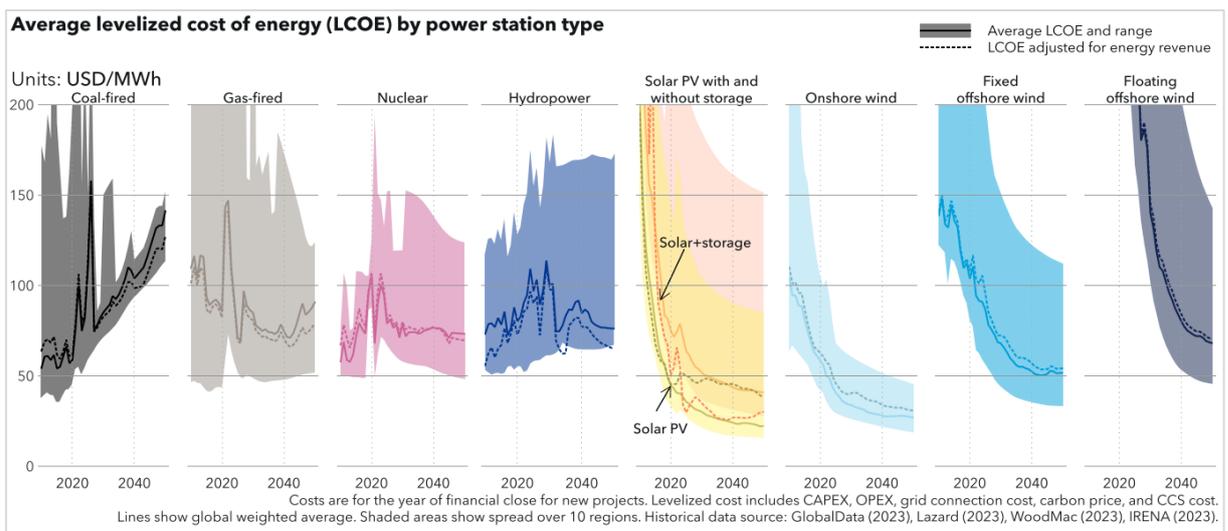
$$LCOE = \frac{CAPEX + OPEX + \text{Custo de Combustível}}{\text{Produção Total de Eletricidade}(MWh)}$$

Na integração de eletrolisadores com usinas fotovoltaicas, a redução do LCOE é crucial, uma vez que a eletricidade corresponde a aproximadamente 70% do custo total de produção do hidrogênio verde. Portanto, quanto menor o LCOE da eletricidade solar, maior a competitividade do hidrogênio verde no mercado e ao alinhar a evolução tecnológica e a escala de produção, torna-se possível aumentar a viabilidade e a

sustentabilidade de projetos de hidrogênio verde. Tornando-o mais acessível, atrativo em comparação com outras fontes de energia e consolidando sua posição como uma solução promissora na transição energética global.

De acordo com o relatório de perspectivas da transição energética da DNV de 2023, o LCOE da energia solar fotovoltaica caiu drasticamente, de US\$ 400 /MWh em 2010 para US\$ 49 /MWh em 2022. Atualmente, o LCOE médio global da energia solar fotovoltaica é cerca de US\$ 41 /MWh. Entre 2030 e 2050, espera-se que o LCOE continue a diminuir, com uma redução anual média ponderada de 1,5%. Projeta-se que o LCOE atinja US\$ 30 /MWh até 2030 e US\$ 21 /MWh até 2050. No entanto, a inclusão de armazenamento local adicionará um custo adicional de US\$ 22 /MWh ao LCOE total [50].

Figura 24 – LCOE por tipo de fonte.



Fonte: Adaptado de DNV [50].

Essas tendências refletem avanços tecnológicos, economias de escala e o crescente apelo das energias renováveis em comparação com fontes tradicionais de eletricidade. A redução contínua dos custos da energia solar é fundamental para a viabilidade de projetos de hidrogênio verde e torna a energia solar uma opção cada vez mais competitiva para aplicações em larga escala.

O Custo Nivelado de Hidrogênio (LCOH- levelized cost of Hydrogen) representa o custo médio de produção de hidrogênio ao longo da vida útil de uma planta, considerando tanto o custo da eletricidade (LCOE) quanto os custos relacionados ao processo de eletrólise. Esse indicador é essencial para avaliar a viabilidade econômica de projetos de hidrogênio verde, uma vez que abrange todos os fatores envolvidos, como os custos de capital (CAPEX), operação e manutenção (OPEX), e é diretamente influenciado pela fonte de energia renovável utilizada.

$$LCOH = \frac{\text{Custo Total (CAPEX + OPEX)}}{\text{Produção Total de Hidrogênio (kg)}}$$

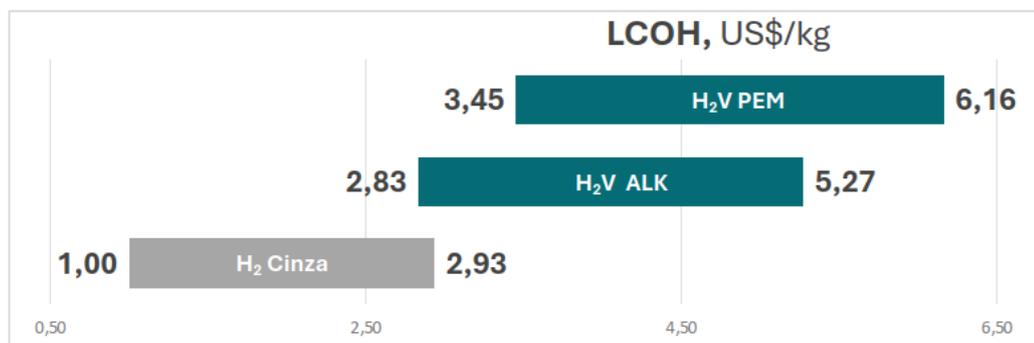
O LCOH permite uma comparação entre diferentes formas de produção de hidrogênio, como o hidrogênio verde, hidrogênio azul (produzido a partir de gás natural com captura de carbono) e hidrogênio cinza (sem captura de carbono). Essa comparação ajuda na avaliação da melhor tecnologia em termos econômicos e ambientais, com base nos custos e impactos de cada uma. Além disso, o LCOH fornece uma métrica clara para investidores e stakeholders sobre a competitividade do hidrogênio verde, especialmente em projetos de larga escala que integram usinas fotovoltaicas e eletrolisadores.

O cálculo preciso do LCOH vai além da consideração da fonte de energia renovável. Envolve a eficiência do eletrolisador, a capacidade operacional da planta e as condições do mercado de energia. Para projetos em grande escala, como usinas fotovoltaicas acopladas a eletrolisadores, o LCOH se torna um indicador crucial para garantir que o hidrogênio verde produzido seja competitivo em mercados globais, onde essa forma de energia está cada vez mais sendo vista como uma commodity essencial para a transição energética. Este indicador também desempenha um papel fundamental na atração de novos investimentos, pois permite comparações diretas entre diferentes rotas tecnológicas de produção de hidrogênio e contribui para o planejamento da lucratividade de novas infraestruturas.

O Brasil se destaca como um dos países mais competitivos para a produção de hidrogênio verde, com o Índice LCOH variando entre US\$ 2,83 e 6,16 /kg, de acordo com o estudo da Clean Energy Latin America (CELA). Essa competitividade é

favorecida pelo uso de eletrolisadores alcalinos, que possuem um CAPEX menor em comparação aos eletrolisadores PEM, resultando em uma redução de aproximadamente US\$ 0,6 /kg no LCOH. No entanto, apesar dessa vantagem significativa, o hidrogênio verde ainda enfrenta uma desvantagem econômica em relação ao hidrogênio cinza, cujo custo varia entre US\$ 1 e 2,93 /kg. Essa diferença de custo impõe um desafio à competitividade do hidrogênio verde, especialmente em mercados onde o fator preço é determinante para a adoção de tecnologias energéticas mais limpas [51].

Figura 25 – Índice de LCOH de Hidrogênio Verde da CELA, US\$/kg.



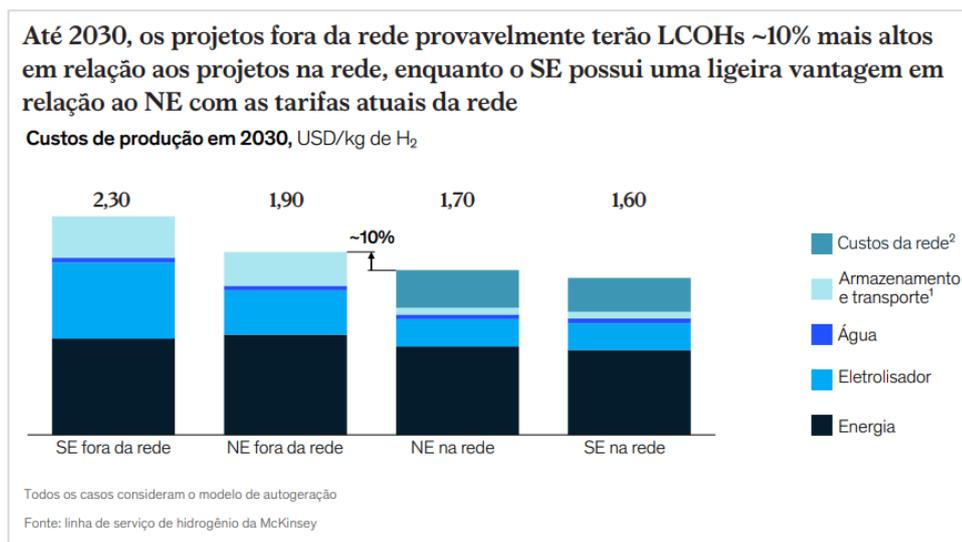
Fonte: Adaptado de CELA [51].

Estimativas da Agência Internacional de Energia (IEA) indicam que o custo de produção de hidrogênio de baixo carbono representa um dos maiores desafios para o futuro do hidrogênio renovável. Atualmente, o custo de produção do hidrogênio cinza segundo a IEA varia entre US\$ 1 e 1,80 /kg, tornando-o competitivo em relação ao gás natural. O hidrogênio azul, por sua vez, tem um custo que varia entre US\$ 1,40 e 2,40 /kg. Em contraste, o custo do hidrogênio verde, que depende da fonte de energia utilizada e da região de produção, varia entre US\$ 2,50 e 6,80 US\$/kg. Se mostrando próximo a realidade Brasileira apresentada pela CELA.

A Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA) projeta que, com a expansão da oferta de energias renováveis e ganhos de escala, o hidrogênio verde poderá se tornar competitivo com o hidrogênio azul até 2030. Na década seguinte, espera-se que o custo do hidrogênio verde se aproxime do custo do hidrogênio cinza. Para atingir esse objetivo, o custo de produção do hidrogênio verde precisará reduzir de aproximadamente US\$ 5 /kg ou mais para níveis competitivos.

Em um projeto de grande escala no Nordeste brasileiro, a produção de hidrogênio off-grid em 2030 está estimada em cerca de US\$ 1,90 /kg, considerando os custos de transporte e armazenamento. Para projetos on-grid, o custo pode ser reduzido em aproximadamente 10%, resultando em cerca de US\$ 1,70 /kg. A conexão à rede elétrica permite otimizar o dimensionamento do eletrolisador e da geração renovável, além de possibilitar a venda de eletricidade excedente e a compra de energia durante períodos de menor geração. No Sudeste do Brasil, onde os recursos naturais são menos abundantes, a diferença de custos é ainda mais acentuada. O custo de produção de hidrogênio verde em um projeto off-grid pode ser reduzido de US\$ 2,30 /kg para cerca de US\$ 1,60 /kg com a conexão à rede elétrica. No entanto, é importante notar que a eletricidade utilizada em projetos on-grid nem sempre é 100% renovável, o que pode impactar a certificação do hidrogênio como verde, dependendo dos critérios específicos adotados [19].

Figura 26 – Custo total de produção de Hidrogênio em 2030.



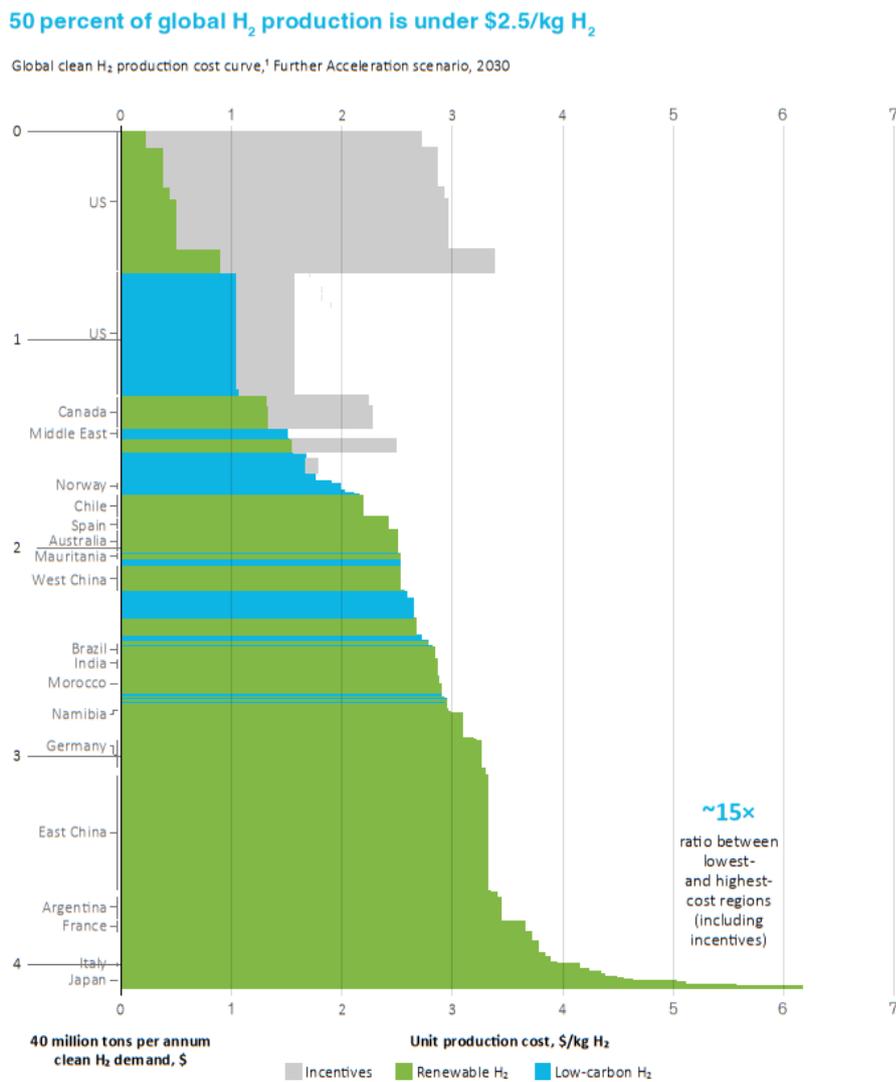
Fonte: McKinsey & Company [19].

De acordo com o Hydrogen Council, até 2030, a evolução dos custos de produção de hidrogênio, impulsionada por incentivos de fornecimento em alguns mercados, pode gerar uma disparidade significativa nos custos globais de produção, com uma diferença de até 15 vezes entre as regiões mais baratas e as mais caras. Em algumas localidades, o custo pode cair para menos de US\$ 1 /kg, devido a

políticas como o Inflation Reduction Act, enquanto em outras pode ultrapassar US\$ 5 /kg. Essa diferença cria oportunidades de arbitragem comercial, permitindo que países com menores custos de produção exportem hidrogênio para regiões com custos mais altos.

Até 2050, essa disparidade de custos deverá reduzir para um diferencial de cerca de 2,5 vezes. As regiões mais competitivas poderão produzir hidrogênio a cerca de US\$ 1,5 /kg, com os menores custos possivelmente atingindo US\$ 1,20 /kg, enquanto regiões com maior custo de energia limpa poderão alcançar US\$ 3,5 /kg [52].

Figura 27 – Perspectiva do custo de produção de hidrogênio em 2030.



Fonte: Adaptado de Hydrogen Council [51].

A análise de 2023 também mostrou que o LCOH para hidrogênio renovável aumentou entre 30% e 65% em comparação a 2022. Esse aumento foi causado pelo crescimento nos custos de CAPEX, financiamento e energias renováveis, além de maiores despesas com o equilíbrio da planta (BOP) e engenharia, aquisição e construção (EPC). Mesmo com o aumento, o hidrogênio renovável deve manter sua participação no mercado, especialmente devido aos incentivos governamentais e à crescente demanda por produtos derivados de fontes renováveis. Estima-se que, até 2050, 70% da demanda global por hidrogênio limpo será atendida por fontes renováveis, enquanto 30% virão de hidrogênio de baixo carbono [52].

Quando um projeto de usina fotovoltaica inclui um sistema de armazenamento de energia, o Custo Nivelado de Armazenamento de Energia (LCOS - levelized cost of storage) se torna uma métrica fundamental para a análise econômica. O LCOS calcula o custo médio por MWh armazenado ao longo da vida útil do sistema, integrando tanto o CAPEX quanto o OPEX. Essa métrica oferece uma avaliação completa da viabilidade econômica do armazenamento de energia e permite identificar os custos reais associados ao uso de baterias para equilibrar a intermitência da geração solar.

$$LCOS = \frac{CAPEX + OPEX}{Energia Armazenada Total (MWh)}$$

Para atingir preços competitivos de hidrogênio verde, a combinação de baixo CAPEX na aquisição de eletrolisadores, acesso a fontes de energia renovável com baixo LCOE e um fator de carga superior à média são fatores cruciais. Além disso, o armazenamento de hidrogênio em cavernas de sal diretamente abaixo da planta evita custos adicionais de transporte e distribuição, melhorando a viabilidade econômica.

Outro ponto em discussão é o uso de misturas de hidrogênio com gás natural, o que permite a redução das emissões de carbono sem a necessidade de retrofit nos sistemas existentes. Isso oferece uma solução intermediária, reduzindo despesas com CAPEX enquanto os custos de produção, transporte e armazenamento do hidrogênio verde continuam a cair, conforme projetado para ocorrer até 2050.

Estudos da BloombergNEF (BNEF) indicam que o uso de cavernas de sal para armazenar grandes volumes de gás pode reduzir significativamente o LCOS. O LCOS em cavernas de sal pode cair de US\$ 0,23 para 0,11 /kg, uma redução expressiva devido à capacidade dessas cavernas de estocar grandes quantidades de hidrogênio de maneira eficiente. Em cavernas de pedra, que suportam volumes médios, a redução no LCOS é de US\$ 0,71 para 0,23 /kg. Já em tanques pressurizados, usados para armazenar pequenos volumes de hidrogênio, a redução é mais modesta, passando de US\$ 0,19 para 0,17 /kg [53].

Essas reduções de custo tornam o armazenamento subterrâneo de hidrogênio uma alternativa altamente atrativa, especialmente em projetos de larga escala, contribuindo para a competitividade do hidrogênio verde no cenário energético global.

5.1.2 CAPEX e OPEX

Neste tópico, serão detalhados os Custos de Capital (CAPEX) e Operacionais (OPEX) envolvidos em uma usina fotovoltaica integrada a um eletrolisador para a produção de hidrogênio verde. O CAPEX inclui os investimentos iniciais necessários para a implementação, enquanto o OPEX se refere aos custos recorrentes de operação e manutenção ao longo da vida útil do projeto.

O CAPEX abrange todos os gastos com a aquisição de equipamentos, construção, instalação, conexão e comissionamento. No caso de uma usina fotovoltaica acoplada ao eletrolisador para produção de hidrogênio, os principais itens que compõem o CAPEX são: módulos fotovoltaicos, inversores, trackers, STS, eletrolisador, compressor, sistema de armazenamento, cabos, sistema de conexão e obras civis.

$$CAPEX = \sum (\text{Custo dos Equipamentos} + \text{Custo de Instalação} + \text{Infraestrutura} + \text{Comissionamento})$$

O OPEX, por sua vez, inclui os custos com operação contínua, manutenção, reparos e, no caso de plantas solares, monitoramento de performance e limpeza dos

painéis. Em projetos de hidrogênio verde, o OPEX é diretamente influenciado pela eficiência do eletrolisador e pelo fator de carga da usina, que depende da disponibilidade e intermitência da fonte de energia renovável.

$$OPEX = \sum (\text{Custo de Manutenção e Operação} + \text{energia} + \text{Água} + \text{Seguros} + \text{despesas comerciais})$$

A redução do OPEX é essencial para aumentar a viabilidade econômica do projeto ao longo do tempo. No caso de usinas fotovoltaicas, os custos de manutenção são relativamente baixos. No entanto, os eletrolisadores exigem um controle rigoroso da qualidade da água e manutenção periódica, o que impacta diretamente no custo operacional.

Estima-se que o CAPEX represente cerca de 14% dos custos totais para a implementação de um sistema de produção de hidrogênio verde. Entre os componentes do CAPEX, o eletrolisador é um dos mais significativos. Embora os custos iniciais dos eletrolisadores sejam elevados, espera-se que, até 2030, o CAPEX deste equipamento diminua entre 60% e 80% devido aos avanços tecnológicos e à expansão da capacidade produtiva, conforme projeções do Hydrogen Council.

Além disso, a energia representa aproximadamente 70% do custo total do sistema, tornando essencial a redução do LCOE. Quando a geração fotovoltaica é utilizada como fonte primária, observa-se uma tendência de redução desses custos. Isso se deve à diminuição dos custos de investimento unitário, resultante da queda nos preços dos módulos fotovoltaicos, que passaram de US\$ 0,21 /Wp para US\$ 0,9 /Wp, com uma média atual de CAPEX de US\$ 0,87 /W. Com o aumento das instalações solares, espera-se que esses custos caiam para menos de US\$ 0,70/W após 2030 e para cerca de US\$ 0,56/W até 2050. A taxa de aprendizado para o OPEX deve se manter entre 5% e 9% até 2050, beneficiada por avanços em monitoramento de dados e práticas de manutenção eficientes [50].

Atualmente, os sistemas de eletrolisadores instalados possuem potências que variam entre 1 MW e 2 MW e são classificados como usinas piloto. No entanto, se for possível projetar e instalar sistemas com capacidades de 80 MW a 100 MW, espera-

se uma redução significativa nos custos dos eletrolisadores. De fato, estima-se que, com esses avanços e uma redução substancial no CAPEX, porém atualmente estamos limitados a sistemas de até 20 MW de capacidade.

Adotando uma abordagem conservadora e assumindo um mix de 95% de gás natural e 5% de hidrogênio verde na produção de vidros planos, devido à intermitência da fonte solar, ao custo de implantação e à maturidade atual dos eletrolisadores, o projeto visa assegurar que os processos fabris não sejam comprometidos. Nesse cenário, um eletrolisador com capacidade de 5 MW é considerado suficiente para atender à demanda de hidrogênio verde na produção e tempo de vida útil de 25 anos.

Com base nessas premissas, foram obtidos os seguintes resultados:

Tabela 14 - Resultados da análise do projeto para a fábrica de vidros planos.

	Resultado calculado
CAPEX Usina Fotovoltaica (R\$)	132.766.000,00
CAPEX Eletrolisador 5MW (R\$)	32.500.000,00
CAPEX total (R\$)	165.266.000,00
Custo da água (R\$/m ³)	22,62
Consumo de água (m ³ /dia)	33,00
OPEX (R\$)	48.927.413,45
LCOE (US\$/MW)	30,23
LCOH (US\$/kg)	3,39
Dólar (R\$)	5,63

Fonte: Autor.

Considerando as vantagens naturais do Nordeste brasileiro para a geração de energia solar e aproveitando a estrutura existente, os resultados obtidos estão alinhados com as estimativas preliminares. Porém, foram excluídos custos de financiamento, eficiência do eletrolisador, fator de capacidade, conexão, armazenamento e condições de mercado de energia. No entanto, para confirmar a precisão dos dados e a viabilidade do projeto, é essencial realizar um estudo mais detalhado. A inclusão desses fatores no estudo, embora possa aumentar os custos nivelados, permitirá a precisão de geração e custos mais realísticos.

A viabilidade econômica de uma planta fotovoltaica integrada a eletrolisadores é influenciada por uma série de fatores que precisam ser otimizados de maneira

coordenada. O LCOE desempenha um papel crucial, dado que a eletricidade representa uma parcela significativa do custo de produção de hidrogênio verde. Portanto, é fundamental garantir um LCOE competitivo para assegurar a viabilidade econômica do LCOH. A otimização do CAPEX e OPEX também é essencial para a sustentabilidade do projeto ao longo de sua vida útil. Isso implica na redução dos custos iniciais de investimento e das despesas operacionais e de manutenção, garantindo a operação eficiente e economicamente viável da planta.

No setor privado, a lucratividade é uma motivação central para as atividades empresariais. As empresas buscam reduzir seus custos produtivos para oferecer produtos mais baratos aos consumidores, conquistar maior participação de mercado e aumentar sua competitividade. Alternativamente, as empresas podem optar por manter o preço do produto e, ao mesmo tempo, reduzir seus custos produtivos, o que resulta em maior margem de lucro. Em ambos os casos, a redução dos custos operacionais leva a um aumento da margem de lucro, incentivando os empresários a buscar continuamente formas de diminuir suas despesas na produção.

A produção em larga escala de hidrogênio verde depende não apenas do avanço tecnológico nas etapas de produção, armazenamento e transporte, mas também do desenvolvimento de marcos regulatórios que incentivem a descarbonização. Políticas de incentivo, como aquelas que promovem a infraestrutura de energias renováveis e tecnologias de baixo carbono, são fundamentais para tornar o hidrogênio verde competitivo em relação às fontes de energia convencionais e ao hidrogênio de baixo carbono.

5.1.3 Regulatório

Uma abordagem regulatória significativa é o sistema de cap-and-trade, introduzido pelo Protocolo de Kyoto em 1997. Neste sistema, os governos estabelecem um limite máximo para as emissões de carbono em cada setor industrial e distribuem permissões, conhecidas como créditos de carbono, que podem ser negociadas entre as empresas. O objetivo é reduzir gradualmente o limite de emissões ao longo do tempo, aumentando a demanda por créditos e incentivando as indústrias a adotar tecnologias que reduzam suas emissões para evitar os altos custos

associados aos créditos. Eventualmente, o custo para a obtenção dessas permissões pode tornar-se tão elevado que a descarbonização das atividades produtivas se tornará economicamente necessária, obrigando as empresas a adotar medidas significativas para mitigar suas emissões de carbono, tanto diretas quanto indiretas.

No entanto, um desafio global significativo é o "carbon leakage", que ocorre quando empresas transferem suas operações para regiões com regulamentações ambientais mais brandas ou inexistentes para evitar os custos adicionais associados às permissões de emissão. Para enfrentar essa questão, a União Europeia propôs uma solução eficaz: a taxação de mercadorias importadas de países fora do mercado de carbono regulamentado. Isso implica que as empresas pagariam uma taxa equivalente ao custo de produzir a mercadoria dentro da União Europeia, desencorajando a transferência de produção para regiões com leis ambientais mais flexíveis.

O fortalecimento de políticas como o cap-and-trade e a integração global dos mercados de carbono são essenciais para promover a competitividade do hidrogênio verde. Essas políticas incentivam o investimento em tecnologias inovadoras e sustentáveis, contribuindo para a transição energética e a descarbonização de setores industriais fundamentais.

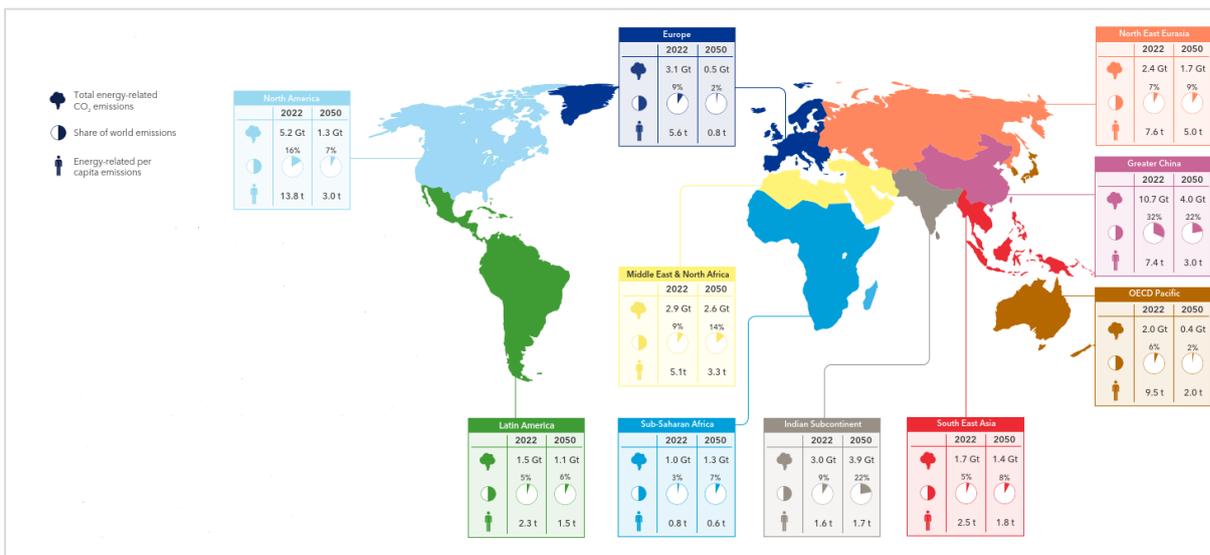
Esses mecanismos não apenas sustentam a viabilidade econômica do hidrogênio verde, mas também promovem a redução das emissões globais e a sustentabilidade ambiental a longo prazo, consolidando o hidrogênio verde como uma peça-chave na luta contra as mudanças climáticas.

É fundamental que as entidades governamentais promovam uma cadeia de produção mais sustentável por meio de incentivos ou penalidades. Sem essas medidas, tecnologias verdes como o hidrogênio verde, que podem ser mais onerosas, não terão uma adoção significativa em comparação com alternativas mais econômicas.

O Regime Especial de Incentivos para a Produção de Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (Rehidro), instituído pela Lei 14.948/2024, oferece benefícios fiscais para estimular a produção de hidrogênio de baixa emissão no Brasil. As empresas beneficiadas podem obter isenções ou reduções em tributos como PIS/PASEP, COFINS, IPI e Imposto de Importação sobre máquinas, equipamentos e

insumos utilizados na produção, armazenamento, transporte e distribuição de hidrogênio de baixa emissão, além de créditos fiscais para pesquisa, desenvolvimento e inovação tecnológica. Essas medidas visam não apenas estimular a produção de hidrogênio verde, mas também posicionar o Brasil como líder na transição para uma energia mais limpa e sustentável.

Figura 28 – Emissões regionais relacionadas à energia.



Fonte: Adaptado de DNV [50].

No entanto, o Brasil enfrenta desafios na regulamentação e na definição de normas técnicas para o uso de hidrogênio. A falta de normas para instalações e transporte de hidrogênio, juntamente com a indefinição de responsabilidades das autoridades, limita o aproveitamento completo do potencial do hidrogênio verde. Além disso, as tendências internacionais de certificação, que podem restringir o uso de hidrogênio produzido com fontes renováveis não eólicas ou solares, limitam o aproveitamento do Sistema Integrado Nacional (SIN) do Brasil, uma vantagem competitiva do país. A inexistência de precificação do carbono, tornam as soluções tradicionais mais competitivas no curto prazo e retardam a adoção do hidrogênio verde no Brasil [19].

Historicamente, o Brasil teve contato com mercados de carbono através do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), que foi uma modalidade criada pelo protocolo de Kyoto, que permitiu a precificação do CO₂ e a transação de créditos de

carbono entre os países signatários. Permitindo que países considerados em desenvolvimento caso o projeto demonstre uma redução comprovada dos gases do efeito estufa (GEE), são geradas RCEs (Reduções Certificadas de Emissões) que podem ser vendidas para países desenvolvidos, auxiliando-os assim a cumprir as suas metas e compromissos de redução de GEE assumidos junto ao protocolo de Kyoto. O avanço para um mercado de carbono regulado tem sido lento.

O Mercado Brasileiro de Redução de Emissões (MBRE), estabelecido pela Lei 11.075/22 em 2022, introduz conceitos importantes como créditos de carbono, um sistema nacional de registro de emissões e transações desses créditos. No entanto, o MBRE ainda enfrenta desafios de fiscalização. Para resolver esses problemas, foi proposto o Projeto de Lei PL 528/2021, que visa regulamentar e contabilizar os créditos de carbono e suas transações. Este projeto ainda está em discussão no Senado, e até que seja aprovado, o Brasil não dispõe de um sistema de "cap-and-trade" totalmente regulamentado, o que dificulta a adoção em larga escala do hidrogênio verde.

O Acordo de Paris estabeleceu as Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDCs - Nationally Determined Contributions), que são metas ambientais que os países se comprometeram a alcançar. No caso do Brasil, as NDCs incluem a redução de 37% das emissões líquidas de gases de efeito estufa até 2025, 43% até 2030, e a meta de alcançar a neutralidade climática até 2060.

O hidrogênio renovável e de baixo carbono é essencial para reduzir as emissões em setores difíceis de eletrificar e para cumprir os objetivos do Acordo de Paris. De acordo com as metas desse acordo, o hidrogênio deve responder por cerca de 15% da demanda global de energia até 2050. No entanto, nossas projeções mostram que a adoção global do hidrogênio está atrasada em relação a essas metas, com o hidrogênio representando apenas 0,5% da matriz energética mundial em 2030 e 5% em 2050. Em algumas regiões, a participação do hidrogênio poderá ser o dobro dessas porcentagens, evidenciando a disparidade entre a realidade atual e as metas estabelecidas [50].

Em contrapartida, diversos estudos apresentados neste trabalho indicam um futuro promissor para o hidrogênio verde, com a expectativa de que seus custos diminuam ao longo do tempo, contribuindo para uma economia global mais

sustentável. Embora a adoção global do hidrogênio esteja atrasada, o Brasil, com seus vastos recursos renováveis, possui o potencial para se destacar como um líder no mercado internacional de hidrogênio verde.

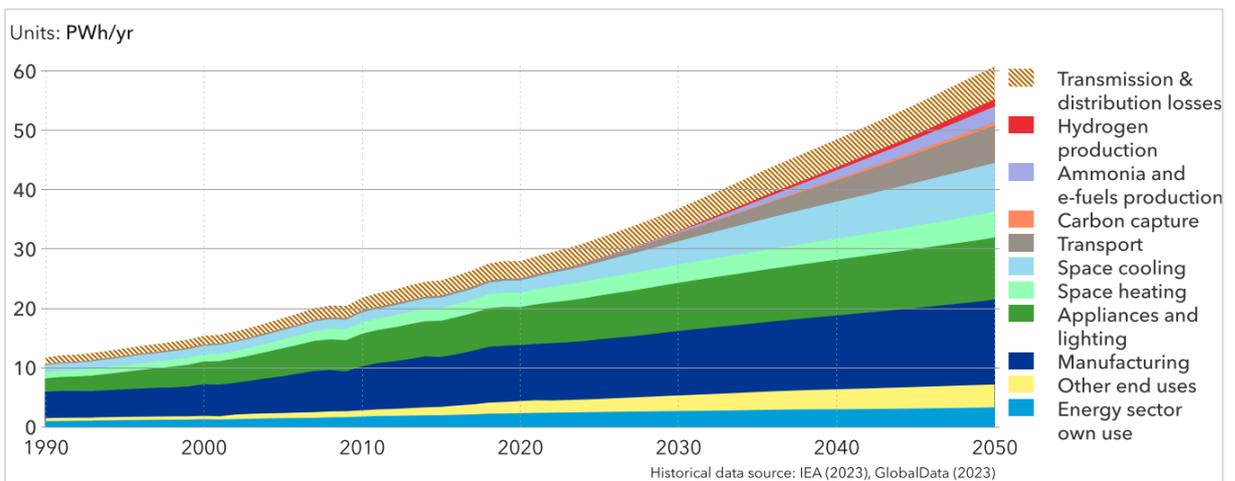
No entanto, para que o Brasil alcance esse potencial, é crucial avançar na legislação e desenvolver a infraestrutura necessária. Em resumo, embora o hidrogênio verde seja fundamental para uma economia de baixo carbono, ainda enfrenta desafios significativos. Com a redução contínua dos custos e o progresso na legislação e infraestrutura, o Brasil tem a oportunidade de se posicionar como um protagonista na transição para uma economia mais sustentável.

6 CONCLUSÃO

A demanda global por eletricidade tem crescido cerca de 3% ao ano desde a década de 1980, acompanhando o crescimento econômico. Até 2050, espera-se que a demanda mundial por eletricidade mais do que dobre, passando de 29,5 petawatts-hora (PWh) em 2022 para 60,8 PWh, conforme a figura 30. Esses valores incluem o consumo próprio do setor de energia, bem como as perdas de transmissão e distribuição. A eletricidade deverá representar 35% da demanda final de energia mundial em 2050, comparado a 19,5% em 2022. Esse crescimento é impulsionado não apenas pela demanda crescente de aplicações existentes, mas também pela emergência de novas demandas, como a eletrificação do transporte e soluções energéticas inovadoras, incluindo a produção de hidrogênio [50].

Até 2050, os eletrolisadores conectados à rede devem consumir 1,2 PWh/ano de eletricidade para produzir 24 Mt/ano de hidrogênio por ano. Além disso, outros 2,7 PWh/ano serão usados para a produção de combustíveis como amônia e metanol. Ademais, 10,2 PWh/ano de eletricidade renovável serão reservados para a produção de hidrogênio no local a partir de fontes renováveis [50].

Figura 29 – Demanda anual mundial de eletricidade por seguimento.



Fonte: Adaptado de DNV [50].

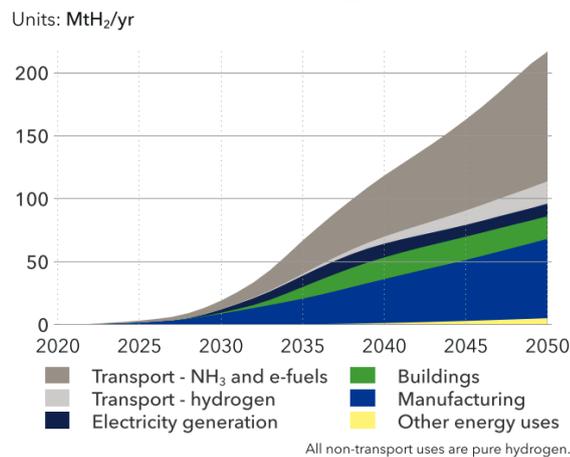
Embora o hidrogênio esteja projetado para atender apenas 5% da demanda global de energia até 2050, os avanços em tecnologia e infraestrutura serão

substanciais, representando uma nova fonte de energia significativa para uma parcela crescente da demanda mundial. Estima-se que o investimento global em hidrogênio para fins energéticos alcance US\$ 6,8 trilhões até 2050, com adições de US\$ 180 bilhões para gasodutos de hidrogênio e US\$ 530 bilhões para a construção e operação de terminais de amônia [50].

A demanda por hidrogênio como transportador de energia deve aumentar de níveis atuais baixos para mais de 238 MtH₂ anuais até 2050. A principal aplicação será na manufatura (58%), seguida pelo transporte (20%) e edifícios (14%), com o restante destinado à geração de eletricidade e outras aplicações [50].

Embora o hidrogênio tenha potencial para substituir combustíveis fósseis em processos industriais de alta temperatura, sua utilização atual é limitada devido ao seu custo elevado e à forte concorrência da bioenergia, especialmente em cenários com preços de carbono elevados. No entanto, o hidrogênio de baixo carbono deve desempenhar um papel importante na indústria de manufatura até 2050, principalmente em regiões líderes como a Grande China e a Europa. A demanda por hidrogênio na manufatura deve crescer gradualmente, atingindo cerca de 9 EJ/ano, equivalente a 75 MtH₂/ano, representando aproximadamente 6% da demanda total de energia na manufatura e 31% da demanda global de hidrogênio como transportador de energia. A indústria de ferro e aço será a maior consumidora, representando 37% da demanda na manufatura, com uma utilização adicional de hidrogênio para a redução direta de ferro de aproximadamente 0,7 EJ/ano, equivalente a 5,8 MtH₂/ano [50].

Figura 30 – Demanda mundial de hidrogênio e seus derivados como transformador de energia por setor.

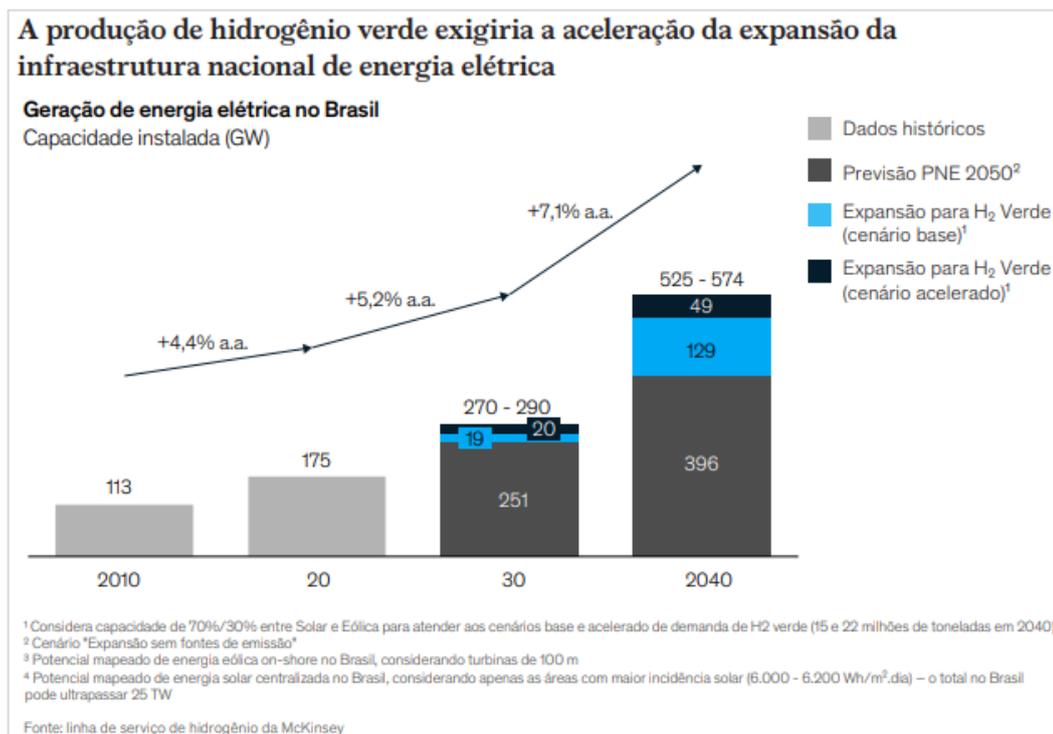


Fonte: Adaptado de DNV [50].

Para atender à crescente demanda por hidrogênio verde, o Brasil precisará expandir sua infraestrutura elétrica a uma taxa de até 7% ao ano, o que representa um aumento significativo em relação aos 4% observados nos últimos anos. Até 2030, será necessário adicionar entre 19 e 39 GW de capacidade, o que corresponde entre 11 a 22% da capacidade atual. Para 2040, a expansão deve atingir entre 129 e 178 GW, o que pode chegar a igualar ou até superar a capacidade de geração atual, conforme ilustrado na Figura 32.

Por outro lado, o potencial total de energia renovável não deverá ser um obstáculo em 2040. As principais fontes renováveis, solar e eólica, têm capacidade para suprir 100% da demanda por hidrogênio verde. A capacidade eólica estimada para 2040 é de 185 a 206 GW, com um potencial total de até 247 GW no Brasil com turbinas de 100 metros. Já a capacidade solar deve variar entre 134 e 155 GW, podendo chegar a 307 GW nas melhores localizações. A expansão na geração de energia exigirá também o reforço da infraestrutura de transmissão para suportar o aumento na capacidade [19].

Figura 31 – Expansão da infraestrutura nacional de energia elétrica para atender a produção de hidrogênio verde.

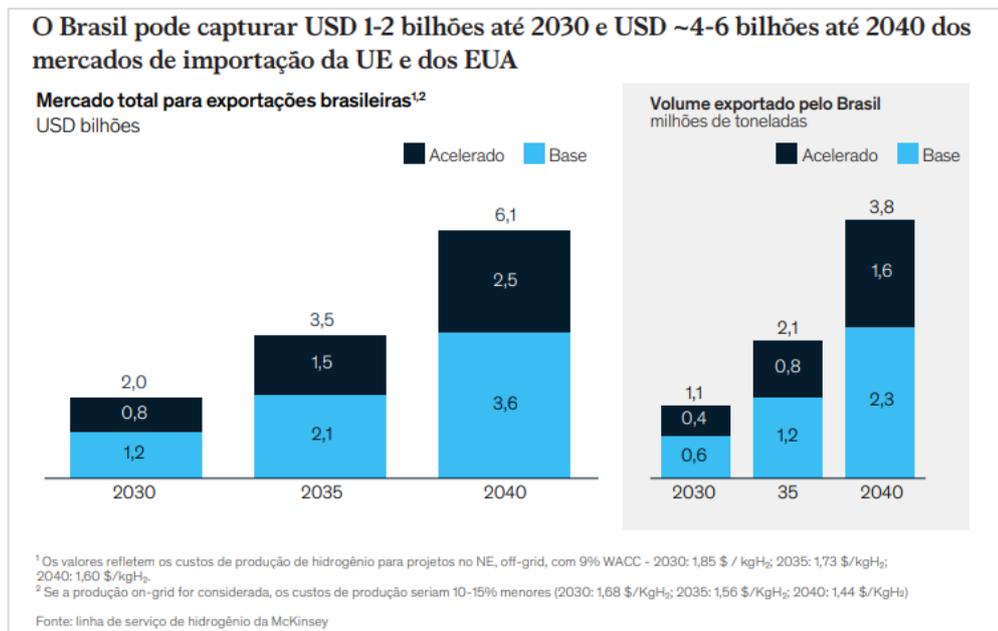


Fonte: Adaptado de McKinsey & Company [19].

De acordo com o Plano Nacional de Hidrogênio (PNH2), o Brasil possui um potencial técnico para produzir até 1,8 GtH2 por ano. Desse total, a produção seria distribuída da seguinte forma: 18,1 MtH2/ano a partir de energia eólica onshore, solar e hidrelétrica; 350,4 MtH2/ano a partir de energia eólica offshore; 60,2 MtH2/ano a partir de fontes fósseis; 50,5 MtH2/ano a partir de biomassa; e 6,9 MtH2/ano a partir de energia nuclear.

A produção de hidrogênio verde no Brasil não apenas representa uma oportunidade significativa para o mercado interno, mas também posiciona o país como um potencial líder global na exportação dessa nova commodity. Com seus abundantes recursos renováveis e uma matriz energética predominantemente limpa, o Brasil está bem-posicionado para atender à crescente demanda por hidrogênio verde em países signatários do Acordo de Paris, que enfrentam desafios na produção a partir de fontes renováveis. Estima-se que o Brasil possa capturar entre 1 e 2 bilhões de dólares em exportações de hidrogênio até 2030, com esse valor podendo aumentar para entre 4 e 6 bilhões de dólares até 2040 [19].

Figura 32 – Oportunidade de importação de hidrogênio verde.



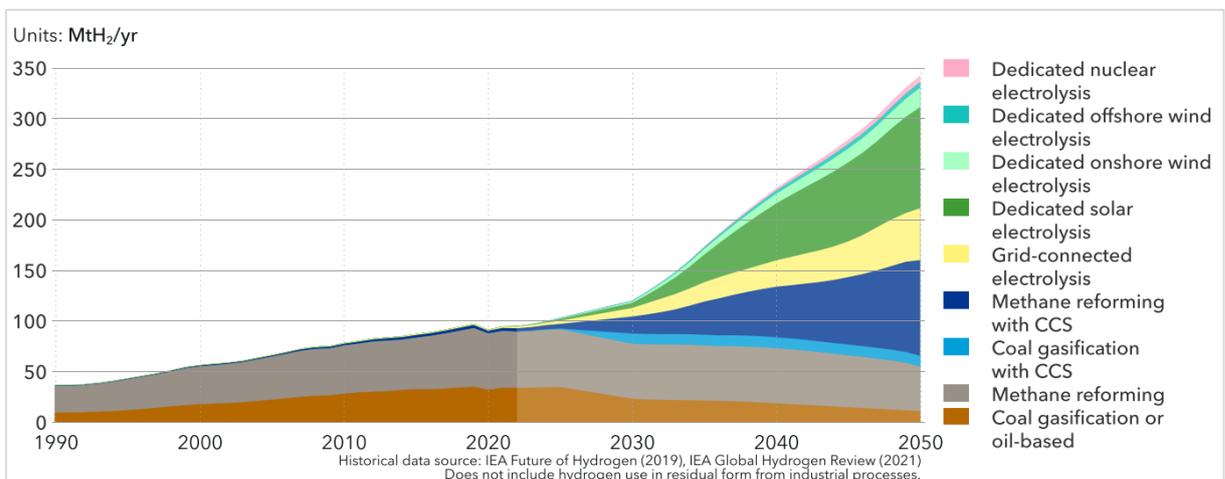
Fonte: McKinsey & Company [19].

Ao considerar as aplicações de hidrogênio, a reeletrificação será uma das últimas a ser implementada. No entanto, a partir de 2030, começaremos a ver a integração gradual do hidrogênio em instalações de geração de energia, inicialmente através da injeção em redes de gás natural. Com o tempo, a participação do hidrogênio na geração de energia deverá aumentar, ajudando a gerenciar a demanda de pico.

O futuro suprimento de hidrogênio será moldado por duas tendências principais: o aumento do uso de hidrogênio como transportador de energia e a substituição gradual da capacidade de produção atual por alternativas mais ecológicas. A principal motivação para integrar o hidrogênio em sistemas energéticos é a redução das emissões de carbono em setores onde a eletrificação não é viável, com ênfase em métodos de baixo carbono para a produção de hidrogênio.

Até 2030, espera-se que um terço do suprimento global de hidrogênio provenha de fontes renováveis e de baixo carbono. Dentro dessa previsão, a reforma do metano com captura e armazenamento de carbono (CCS) representará 14% do total global, e a eletrólise contribuirá com 13%. Até 2050, a participação de fontes de baixo carbono aumentará significativamente, com 85% do hidrogênio mundial proveniente dessas fontes: 28% da reforma do metano com CCS, 15% da eletrólise conectada à rede, 28% da eletrólise solar, 7% da eletrólise eólica e 2% da eletrólise nuclear [50].

Figura 33 – Produção mundial de hidrogênio por rota de produção.

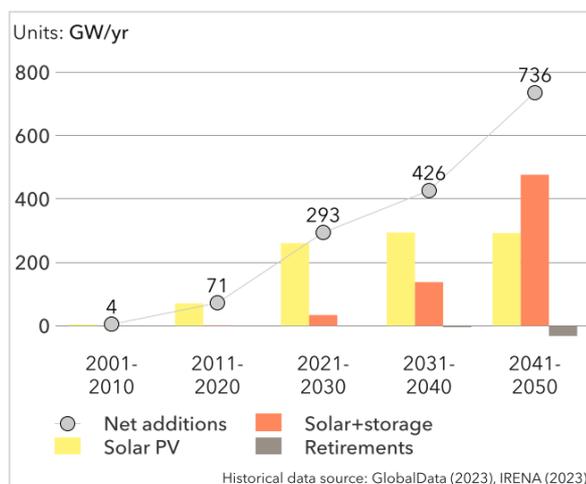


Embora o hidrogênio azul possa se tornar mais econômico com a redução dos preços do gás até 2030, enfrenta desafios como a tecnologia CCS ainda em desenvolvimento e a dificuldade em alcançar taxas de captura de CO₂ superiores a 90%, tornando-o menos competitivo em comparação com alternativas renováveis no longo prazo.

A eletrólise dedicada a energias renováveis é atualmente cara, com um custo médio global de US\$ 5 /kgH₂. No entanto, espera-se que esses custos diminuam significativamente até 2030, com eletrólise solar ou eólica caindo para cerca de US\$ 2 /kgH₂. Essa redução será impulsionada por uma queda de 40% nos custos dos painéis solares e 27% nos custos das turbinas, além de melhorias na eficiência dos equipamentos, que aumentarão as horas de operação anuais em 10-30%. O custo de capital dos eletrolisadores também deverá reduzir em 25-30%, devido à diminuição do risco financeiro percebido [50].

O crescimento da energia solar fotovoltaica tem sido notável. Em 2004, as instalações solares totalizavam apenas 1 GW por ano, mas esse número aumentou dramaticamente para 100 GW em 2019. Em 2021, apesar de desafios como a pandemia de COVID-19 e tensões na Eurásia, foram adicionados 150 GW, e em 2022, o total chegou a cerca de 250 GW. A tendência é que esse crescimento continue de forma acelerada. Até 2040, espera-se que as instalações solares globais atinjam cerca de 500 GW anualmente. Além disso, dentro de uma década, 10% das novas instalações solares integrarão armazenamento dedicado, e esse percentual deve aumentar para 62% até 2050. Até meados do século, a capacidade global de energia solar fotovoltaica deverá alcançar 8,8 TW, com mais 6,5 TW em sistemas solar com armazenamento, totalizando 15,3 TW. Esse crescimento representa um aumento de 13 vezes em relação a 2022 [50].

Figura 34 – Capacidade solar global, média de 10 anos.



Fonte: Adaptado de DNV [50].

A rápida expansão da energia solar é impulsionada pela contínua redução dos seus custos. No início da década de 2020, a energia solar fotovoltaica tornou-se a forma mais econômica de eletricidade em várias regiões, embora se espere que a taxa de redução de custos desacelere no futuro. Com a crescente penetração da energia solar, sua capacidade de reduzir a necessidade de energia convencional durante o dia aumenta. Em alguns casos, a energia solar pode até superar a demanda, o que pode levar a preços de eletricidade próximos de zero ou negativos. Esse cenário destaca a importância dos sistemas de armazenamento, especialmente os sistemas solar com armazenamento, para garantir a continuidade do fornecimento durante as horas sem sol.

Até 2030, o LCOE da energia solar fotovoltaica deverá atingir US\$ 30 /MWh, e o LCOE da energia eólica terrestre alcançará esse valor até 2035. Em contraste, usinas convencionais como as de carvão e gás terão um potencial limitado de redução de custos e, com o aumento dos preços dos combustíveis e do carbono, seus custos operacionais devem permanecer acima de US\$ 60 /MWh em média global, embora possam ser tão baixos quanto US\$ 20 /MWh em algumas regiões. Assim, nos próximos cinco a dez anos, as fontes de energia renováveis deverão ser pelo menos tão econômicas quanto os combustíveis fósseis, mesmo em áreas com políticas menos favoráveis às energias renováveis [50].

Apesar dos baixos custos operacionais das tecnologias renováveis, o investimento inicial pode ser relativamente alto. Além disso, o custo da eletricidade

renovável pode ser influenciado por diversos fatores, como localização geográfica, maturidade tecnológica, competição de mercado (particularmente se fontes fósseis concorrentes forem subsidiadas) e estruturas políticas. Portanto, enquanto a eletricidade renovável se torna progressivamente mais barata, é crucial considerar o cenário econômico e político mais amplo para avaliar sua relação custo-eficácia.

O hidrogênio verde, assim como a energia solar, deve alcançar uma taxa de aprendizado que favoreça sua adoção. Para o Brasil maximizar seu potencial no mercado de hidrogênio verde, é essencial iniciar operações de usinas piloto, adaptar portos e terminais para exportação, e desenvolver projetos em larga escala que atendam à demanda nacional e internacional. Apesar do crescimento positivo atual, a taxa de crescimento do hidrogênio verde ainda não é suficiente para atingir as metas de descarbonização até 2030. Reconhecendo o papel crítico do hidrogênio na transição para uma economia de energia sustentável e limpa, é urgente intensificar os esforços para enfrentar desafios e desbloquear investimentos.

Este trabalho teve como objetivo oferecer uma análise abrangente sobre a viabilidade do hidrogênio verde, explorando tanto o cenário global de demanda e expansão quanto os aspectos técnicos e econômicos da integração de uma usina fotovoltaica com um eletrolisador PEM. Embora os custos atuais da tecnologia ainda não sejam atraentes e as metas de neutralidade de carbono até 2030 possam parecer desafiadoras, é crucial investir, mesmo que de forma gradual, para desenvolver a maturidade tecnológica necessária. Esses investimentos são essenciais para informar decisões estratégicas na adoção de tecnologias verdes na indústria.

A integração de usinas fotovoltaicas com eletrolisadores PEM representa uma solução inovadora e sustentável para a produção de hidrogênio verde. Esse modelo pode ser particularmente relevante para a fábrica de vidros planos de Pernambuco, alinhando-se com seus objetivos de crescimento e contribuindo para a meta de neutralidade de carbono até 2050. Embora o caminho para alcançar o "net zero" seja desafiador, é através de investimentos estratégicos e de longo prazo que será possível avançar na transição para uma economia de energia limpa e sustentável.

REFERÊNCIAS

1. NAÇÕES UNIDAS NO BRASIL. COP27: o que você precisa saber sobre a Conferência do Clima da ONU. Disponível em: <<https://brasil.un.org/pt-br/205789-cop27-o-que-voc%C3%AA-precisa-saber-sobre-confer%C3%AAncia-do-clima-da-onu>>. Acesso em: 20 Setembro 2024.
2. EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Neutralidade de carbono até 2050: Cenários para uma transição eficiente no Brasil. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publica-coes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-726/PTE_RelatorioFinal_PT_Digital_.pdf>. Acesso em: 11 Junho de 2024.
3. ABSOLAR - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. Infográfico sobre o Mercado de Energia solar Fotovoltaica. [Infográfico Online] 03 Set. de 2024. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 15 Setembro de 2024.
4. ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Acompanhamento da expansão da oferta de geração de energia elétrica. Disponível em: <<https://portalrelatorios.aneel.gov.br/Ralie>>. Acesso em: 15 Julho de 2024.
5. CCEE - CÂMERA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Crescimento de energia renovável brasileira equivale a mais de 3 usinas de Itaipu. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/crescimento-de-energia-renovavel-brasileira-equivale-a-mais-de-3-usinas-de-itaipu>>. Acesso em: 15 Julho de 2024.
6. MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Conheça as instituições do setor elétrico brasileiro e as competências de cada uma. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/conheca-as-instituicoes-do-setor-eletrico-brasileiro-e-as-competencias-de-cada-uma>>. Acesso em: 15 Julho de 2024.
7. MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Portaria Normativa nº 465, de 12 de dezembro de 2019. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 13 dez. 2019. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-465-de-12-de-dezembro-de-2019.-233554889>>. Acesso em: 15 Julho de 2024.
8. MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Portaria Normativa nº 50/GM/MME, DE 27 de setembro de 2022. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 28 Set. 2023. Disponível em: <<https://in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-normativa-n-50/gm/mme-de-27-de-setembro-de-2022-432279937>>. Acesso em: 15 Julho de 2024.
9. ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa Nº 687, de 24 de novembro de 2015. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 15 Julho de 2024.
10. MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Lei Nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 07 jan. 2023. Disponível em: <<https://in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821>>. Acesso em: 15 Julho de 2024.
11. ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa Nº1.029, de 25 de julho de 2022. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/atren20221029.pdf>>. Acesso em: 15 Julho de 2024.

12. ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa Nº 1.071, DE 29 de agosto de 2023. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231071.pdf>>. Acesso em: 15 Julho de 2024.
13. ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa Nº 1.055, DE 29 de dezembro de 2022. Disponível em: <[https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221055 .pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221055.pdf)>. Acesso em: 15 Julho de 2024.
14. ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa Nº 1.065, DE 11 de julho de 2023. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231065.html>>. Acesso em: 15 Julho de 2024.
15. EDUCAPS. Henry Cavaendish. Disponível em: <<https://educapes.capes.gov.br/handle/capes/479900?mode=full>>. Acesso em: 20 Julho de 2024.
16. UNICAMP. Lavoisier, Antoine Laurent. Disponível em: <<https://www.fem.unicamp.br/~em313/paginas/person/lavoisie.htm#:~:text=Considerado%20o%20pai%20da%20Química,perde%20tudo%20se%20transforma%20.>>. Acesso em: 20 Julho de 2024.
17. ECYCLE. O que é hidrogênio e quais suas características? Disponível em: <<https://www.ecycle.com.br/hidrogenio/#:~:text=No%20seu%20estado%20natural%20e,térmica%20vem%20sendo%20amplamente%20pesquisada.>>. Acesso em: 20 Julho de 2024.
18. ROBERTO, J et.al. Geração e combustão do hidrogênio obtido através do processo de eletrólise da água. Disponível em: <http://sites.poli.usp.br/d/pme2600/2007/artigos/art_tcc_018_2007.pdf>. Acesso em: 20 Julho de 2024.
19. MCKINSEY&COMPANY. Hidrogênio verde: uma oportunidade de geração de riqueza com sustentabilidade, para o Brasil e o mundo. Disponível em: <<https://www.mckinsey.com/br/our-insights/hidrogenio-verde-uma-oportunidade-de-geracao-de-riqueza-com-sustentabilidade-para-o-brasil-e-o-mundo>>. Acesso em: 21 Julho de 2024.
20. GSEL - GRUPO DE ESTUDOS DO SETOR ELÉTRICO. A economia do Hidrogênio: Transição, descarbonização e oportunidades para o Brasil. Disponível em: <https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2023/04/livro_economia_do_h2.pdf>. Acesso em: 21 Julho de 2024.
21. PNH2 – PROGRAMA NACIONAL DO HIDROGÊNIO. Plano de Trabalho Trienal PNH2 2023-2025, publicado em dezembro de 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/PlanodeTrabalhoTrienalPNH2.pdf>>. Acesso em: 25 Julho de 2024.
22. NGUYEN, A et. al. Grid-connected hydrogen production via large-scale water electrolysis. 15 de novembro de 2019. Disponível em: <**Erro! A referência de hiperlink não é válida.**>. Acesso em: 25 Julho de 2024.
23. AYOBAMI, G et. al. Power-to-X Economy: Green e-hydrogen, e-fuels, e-chemicals, and e-materials opportunities in Africa. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484724005055>>. Acesso em: 10 Agosto de 2024.
24. MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 6, de 23 de junho de 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e->

comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2022/res_cnpe-6-2022.pdf>. Acesso em: 28 de Julho de 2024.

25. EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano decenal de expansão de energia 2031. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202031_RevisaoPosCP_rvFinal_v2.pdf>. Acesso em: 28 de Julho de 2024.
26. BNDES. Hidrogênio de baixo carbono: Oportunidades para o protagonismo brasileiro na produção de energia limpa. Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/conhecimento/publicacoes/livros/hidrogenio-baixo-carbono>>. Acesso em: 28 de Julho de 2024.
27. MCKINSEY&COMPANY. What is hydrogen energy? Disponível em: <https://www.mckinsey.com/featured-insights/mckinsey-explainers/what-is-hydrogen-energy#>. Acesso em: 28 de Julho de 2024.
28. MEGAWAT. Porto de Suape abre chamada pública para projeto de hidrogênio verde. Disponível em: <<https://megawhat.energy/news/147620/porto-de-suape-abre-chamada-publica-para-projetos-de-hidrogenio-verde>>. Acesso em: 30 de Julho de 2024.
29. SEMAS- SECRETARIA DE MEIO AMBIENTE, SUSTENTABILIDADE E DE FERNANDO DE NORONHA. COP 28 em Dubai: Pernambuco lança estratégia Estadual de Hidrogênio Verde e anuncia investimento de R\$ 20 milhões na planta de Suape. Disponível em: <https://semas.pe.gov.br/cop-28-em-dubai-pernambuco-lanca-estrategia-estadual-de-hidrogenio-verde-e-anuncia-investimento-de-r-20-milhoes-na-planta-de-suape>. Acesso em: 01 de Agosto de 2024.
30. AGÊNCIA EIXOS. O hidrogênio verde do Piauí receberá financiamento europeu. Disponível em: <https://eixos.com.br/hidrogenio/hidrogenio-verde-do-piaui-recebera-financiamento-europeu>. Acesso em: 01 de Agosto de 2024.
31. GRUPO EDP. P&D Pecém H2V: Desenvolvimento de Roadmap e projeto piloto de H2 no Completo Termoelétrico do Pecém. Disponível em: <<https://brasil.edp.com/sites/edpbr/files/2022-03/P%26D%20Pecem%20H2V%20-%20Desenvolvimento%20de%20roadmap%20e%20projeto%20piloto.pdf>>. Acesso em: 05 de Agosto de 2024.
32. GOVERNO DO ESTADO DA BAHIA. Premiada na COP 28, Unigel desenvolve primeiro projeto nacional de hidrogênio verde em escala industrial na Bahia. Disponível em: <[https://www.ba.gov.br/meioambiente/noticia/2024-02/16251/premiada-na-cop-28-unigel-desenvolve-primeiro-projeto-nacional-de-hidrogenio#:~:text=Durante%20a%20COP%2028%20a,do%20Hidrogênio%20Verde%20na%20Bahia](https://www.ba.gov.br/meioambiente/noticia/2024-02/16251/premiada-na-cop-28-unigel-desenvolve-primeiro-projeto-nacional-de-hidrogenio#:~:text=Durante%20a%20COP%2028%20a,do%20Hidrogênio%20Verde%20na%20Bahia.)>. Acesso em: 05 de Agosto de 2024.
33. FAPESP. Fábrica de produção de hidrogênio a partir de etanol será construída na USP, 11 de agosto de 2023. Disponível em: <https://fapesp.br/cpe/fabrica_de_producao_de_hidrogenio_a_partir_do_etanol_sera_construida_na_usp/116>. Acesso em: 07 de Agosto de 2024.
34. EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Potencial de recursos para produção de hidrogênio de baixo carbono. Disponível em: <<https://gisepeprd2.epe.gov.br/arcgisportal/apps/storymaps/stories/68332aaa3fc64524a656583e1367daa3>>. Acesso em: 07 de Agosto de 2024.

35. CARLA LEAL. PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE A PARTIR DA ENERGIA SOLAR NO BRASIL. Disponível em: <<https://bdta.abcd.usp.br/item/003154292>>. Acesso em: 08 de Agosto de 2024.
36. ROYAL SOCIETY OF CHEMISTRY. Levelized cost of CO2 mitigation from hydrogen production routes. Disponível em: <<https://www.johnmonash.com/static/uploads/files/c8ee02079e-wfkarunfssl.pdf>>. Acesso em: 08 de Agosto de 2024.
37. CRESESB – CENTRO DE REFERÊNCIA PARA AS ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉRGIO S. DE BRITO. Manual da Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Disponível em: <<https://cresesb.cepel.br/index.php?section=publicacoes&task=livro>>. Acesso em: 15 de Agosto de 2024.
38. CAMILA DOMINGUES. Análise comparativa da produção de energia em sistemas fotovoltaicos com diferentes arquiteturas de inversores: estudo de caso em geração centralizada. Disponível em: <<https://repositorio.ufpe.br/handle/123456789/52727>>. Acesso em: 15 de Agosto de 2024.
39. CGEE – CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS. InformeSES: Inovação em Soluções Energéticas Sustentáveis. Segunda edição – Ano 02 – N° 02 – Fevereiro de 2024. Disponível em: <https://www.cgee.org.br/documents/10195/12613795/CGEE_ApPosMCDS_Informe_iSES_2.pdf>. Acesso em: 18 de Agosto de 2024.
40. PORTAL DE PERIÓDICOS UEPG. CÉLULA A COMBUSTÍVEL TIPO PEMFC: Energia Renovável e Eficiente. Disponível em: <<https://revistas.uepg.br/>>. Acesso em: 20 de Agosto de 2024.
41. INFOESCOLA. Célula de combustível. Disponível em: <https://www.infoescola.com/eletroquimica/celula-de-combustivel/#google_vignette>. Acesso em: 20 de Agosto de 2024.
42. CGTI – CENTRO DE GESTÃO DE TECNOLOGIA E INOVAÇÃO. Desenvolvimento de Células a Combustível de Polímero Sólido (PEMFC) para Aplicação em Geração de Energia Elétrica Distribuída. Disponível em: <www.cgti.org.br/publicacoes/wp-content/uploads/2016/03/Desenvolvimento-de-Células-a-Combustível-de-Polímero-Sólido-PEMFC-para-Aplicação-em-Geração-de-Energia-Elétrica-Distribuída..pdf>. Acesso em: 23 de Agosto de 2024.
43. O SETOR ELÉTRICO. Capítulo VII – Eletrolisadores: opções tecnológicas e novas tecnologias. Disponível em: <<https://www.osetoelettrico.com.br/capitulo-vii-eletrolisadores-opcoes-tecnologicas-e-novas-tecnologias/>>. Acesso em: 23 de Agosto de 2024.
44. THE OXFORD INSTITUTE FOR ENERGY STUDIES. Cost-competitive green hydrogen: how to lower the cost of electrolyzers? Disponível em: <www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2022/01/Cost-competitive-green-hydrogen-how-to-lower-the-cost-of-electrolyzers-EL47.pdf>. Acesso em: 27 de Agosto de 2024.
45. SIEMENS ENERGY. Produção de hidrogênio verde: Como o hidrogênio está nos ajudando a avançar em direção ao zero líquido. Disponível em: <<https://www.siemens-energy.com/br/pt/home/products-services/product-offerings/hydrogen-solutions.html>>. Acesso: 27 de Agosto de 2024.

46. LNEG – LABORATÓRIO NACIONAL DE ENERGIA E GEOLOGIA. Água para a produção de hidrogênio verde (Renovável) via eletrólise em Portugal. Disponível em: <www.lneg.pt/wp-content/uploads/2021/10/PB_UER_Fontes_de_Agua_para_H2_2021_PT_v7.pdf>. Acesso em: 29 de Agosto de 2024.
47. Ahmet O et. al. Large-scale hydrogen energy storage in salt caverns. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319912017417>>. Acesso em: 30 de Agosto de 2024.
48. FERRAMENTA HYJACK. Disponível em: <<https://hyjack.tech/projects>>. Acesso em: 30 de Agosto de 2024.
49. NEA – NEUMAN & ESSER. Eletrolisadores NEA|Hytron. Disponível em: <<https://www.neuman-esser.com/en/products-services/electrolyzers/>>. Acesso em: 31 de Agosto de 2024.
50. DNV – Det Norske Veritas. Energy Transition Outlook 2023. A global and regional forecast to 2050. Disponível em: <<https://www.dnv.com/energy-transition-outlook/rise-of-renewables/>>. Acesso em: 31 de Agosto de 2024.
51. CELA – Clean Energy Latin America. Índice LCOX Brasil da CELA Custo Nivelado de Hidrogênio Verde e de Amônia no Brasil, Edição de Agosto de 2024. Disponível em: <<https://cela.com.br/estudos/>>. Acesso em: 01 de Setembro de 2024.
52. Hydrogen Council. Global Hydrogen Flows – 2023 Update. Considerations for evolving global hydrogen trade. Disponível em: <<https://hydrogencouncil.com/en/global-hydrogen-flows-2023-update/>>. Acesso em: 01 de Setembro de 2024.
53. JOÃO FELIPE. HIDROGÊNIO VERDE: Um estudo sobre sua viabilidade técnica e econômica. Disponível em: <https://repositorio.ufpe.br/bitstream/123456789/52702/1/TCC-Jo%C3%A3oFelipeMaia-REVISADOBanca_FichaElet%20%282%29.pdf>. Acesso em: 01 de Setembro de 2024.