



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

Faculdade de Engenharia Mecânica

ANA BEATRIZ BARROS SOUZA RIEDEL

**Análise Técnico-Econômica da Produção de
Hidrogênio Renovável a partir da Sinergia
Solar Fotovoltaica e Hídrica na Planta Piloto
Instalada na Usina Hidrelétrica Itumbiara**

CAMPINAS
2025

ANA BEATRIZ BARROS SOUZA RIEDEL

Análise Técnico-Econômica da Produção de Hidrogênio Renovável a partir da Sinergia Solar Fotovoltaica e Hídrica na Planta Piloto Instalada na Usina Hidrelétrica Itumbiara

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia
Mecânica da Universidade Estadual de Campinas
como parte dos requisitos exigidos para obtenção
do título de Doutora em Planejamento de Sistemas
Energéticos.

Orientador: Prof. Dr. Ennio Peres da Silva

ESTE TRABALHO CORRESPONDE À VERSÃO
FINAL DA TESE DEFENDIDA PELA ALUNA ANA
BEATRIZ BARROS SOUZA RIEDEL, E ORIENTADA
PELO PROF. DR. ENNIO PERES DA SILVA.

**CAMPINAS
2025**

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP)
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Vanessa Evelyn Costa - CRB 8/8295

R441a Riedel, Ana Beatriz Barros Souza, 1991-
Análise técnico-econômica da produção de hidrogênio renovável a partir da sinergia solar fotovoltaica e hídrica na planta piloto instalada na usina hidrelétrica Itumbiara / Ana Beatriz Barros Souza Riedel. – Campinas, SP : [s.n.], 2025.

Orientador: Ennio Peres da Silva.
Tese (doutorado) – Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Hidrogênio verde. 2. Energia - Fontes alternativas. 3. Transição energética. 4. Usinas hidrelétricas. I. Silva, Ennio Peres da, 1956-. II. Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP). Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

Informações complementares

Título em outro idioma: Technical-economic analysis of renewable hydrogen production from the synergy of photovoltaic solar and hydropower at the pilot plant installed at the Itumbiara hydroelectric power plant

Palavras-chave em inglês:

Green hydrogen

Energy – Alternative sources

Energy transition

Hydroelectric plants

Área de concentração: Planejamento de Sistemas Energéticos

Titulação: Doutora em Planejamento de Sistemas Energéticos

Banca examinadora:

Ennio Peres da Silva [Orientador]

Carla Kazue Nakao Cavaliero

Caio Henrique Rufino

Michel Osvaldo Galeano Espínola

Renato Marques Cabral

Data de defesa: 10-06-2025

Programa de Pós-Graduação: Planejamento de Sistemas Energéticos

Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS)

Não se aplica

Identificação e informações acadêmicas do(a) aluno(a)

- ORCID do autor: <https://orcid.org/0000-0002-5157-8326>

- Currículo Lattes do autor: <http://lattes.cnpq.br/4180199978485278>

Prof. Dr. Ennio Peres da Silva, Presidente

Profa. Dra. Carla Kazue Nakao Cavaliero

Prof. Dr. Caio Henrique Rufino

Prof. Dr. Michel Osvaldo Galeano Espínola

Prof. Dr. Renato Marques Cabral

A Ata de Defesa com as respectivas assinaturas dos membros encontra-se no SIGA/Sistema de Fluxo de Dissertação/Tese e na Secretaria do Programa da Unidade.

Dedicatória

Dedico este trabalho ao meu filho Rafael, cuja chegada foi minha maior inspiração e motivação, impulsionando-me a concluir esta jornada antes do seu nascimento.

Agradecimentos

A elaboração desta tese foi um percurso repleto de desafios, aprendizados e conquistas, e nada disso teria sido possível sem o apoio de pessoas especiais, que, de diferentes formas, contribuíram para essa realização.

À Deus, sempre presente em minha vida, escutando minhas orações e mostrando o melhor caminho a ser seguido.

Aos meus pais, Hélio e Eliane pelo amor incondicional, pelos valores que me transmitiram, pelo incentivo e por sempre acreditarem no meu potencial. Vocês são os alicerces que me sustentam e a inspiração diária que me guia. Aos meus sogros Paulo e Janete por todo carinho e apoio. Ao meu irmão, minhas tias e tios e a toda minha querida família Barros Souza Riedel, expresso minha eterna gratidão.

Ao meu querido esposo, Vitor Riedel, pelo amor, companheirismo, partilha de conhecimento, incentivo constante. Obrigada por caminhar ao meu lado, oferecendo palavras de conforto, apoio e por sempre estar presente em cada etapa da minha vida e dessa jornada acadêmica. Seu apoio foi fundamental para a conclusão desta pesquisa.

À minha avó Maria de Lourdes (*in memoriam*), cuja memória permanece viva em meu coração e cujos ensinamentos e carinho continuam a me guiar. Sua força e resiliência são um exemplo eterno para mim.

Ao meu orientador e amigo, Prof. Dr. Ennio Peres, por sua dedicação, paciência e por acreditar no meu trabalho. Sua orientação foi essencial para que eu pudesse superar os desafios acadêmicos e transformar ideias em resultados concretos. Obrigada pela amizade, pela partilha de conhecimento e pela confiança depositada ao longo desse processo.

À BGEnergy, empresa criada em parceria com o Vitor Riedel e Hélio Filho na qual tenho muito orgulho de ser diretora de inovação. A BGE me inspira e foi fundamental para o conhecimento prático gerado na elaboração desta pesquisa.

Aos meus colegas, professores e amigos do Programa de Pós-graduação em Planejamento de Sistemas Energéticos da Unicamp (PSE), com quem dividi não apenas projetos e responsabilidades, mas também momentos de troca, aprendizado mútuo e amizade. Cada contribuição e incentivo foi fundamental para que eu pudesse concluir essa etapa da minha trajetória.

Aos amigos que construí durante a vida e que sempre estão felizes com cada passo da minha vida.

À Eletrobras responsável pelo desenvolvimento de um projeto tão inovador na planta de hidrogênio renovável instalada na Usina Hidrelétrica Itumbiara. Obrigada a toda equipe da Engenharia pela oportunidade para o desenvolvimento desta pesquisa e pela partilha de conhecimento.

Agradeço à Base Energia Sustentável, a PV Solar e a Barrios Consultoria, cujo conhecimento e colaboração contribuíram significativamente para enriquecer as discussões e fortalecer os resultados apresentados.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001.

Agradeço, por fim, a todos que, de alguma forma, contribuíram para essa conquista, direta ou indiretamente. A vocês, minha mais sincera gratidão.

*“Feliz aquele que transfere o que sabe e
aprende o que ensina”. Cora Coralina*

Resumo

O crescimento acelerado da energia solar fotovoltaica e da energia eólica se destaca como um dos principais avanços na transição para fontes renováveis. Entre 2010 e 2023, a capacidade global de energia solar aumentou 40 vezes, enquanto a de energia eólica cresceu seis vezes, sendo a maior parte dessa expansão concentrada na China, União Europeia, Estados Unidos e Japão. Tecnologias renováveis mais maduras também se expandiram no mesmo período, com a energia hidrelétrica crescendo 1,4 vezes. Apesar do crescimento das energias renováveis, a intermitência da geração solar e eólica representa um grande desafio para a estabilidade dos sistemas elétricos, pois a geração de eletricidade varia conforme as condições climáticas, podendo provocar desequilíbrios entre oferta e demanda de energia. Tecnologias como o hidrogênio permitem armazenar o excedente de eletricidade renovável e utilizá-lo posteriormente, garantindo um fornecimento mais estável. Além do setor elétrico, o hidrogênio desempenha um papel estratégico como matéria-prima em indústrias químicas, siderúrgicas e de fertilizantes. Neste contexto, o estudo analisa os benefícios técnicos e econômicos da produção de hidrogênio renovável por meio da combinação das fontes solar e hídrica. O custo nivelado do hidrogênio (LCOH) é a métrica utilizada para avaliar os benefícios econômicos do sistema. O estudo foi realizado na planta piloto de armazenamento de energia elétrica da Eletrobras, instalada na UHE Itumbiara, entre os estados de Minas Gerais e Goiás. Os métodos de cálculo empregados na análise da planta piloto serão replicados para a avaliação de cenário em sistema de maior escala, com 1.646 MWp de FV e 549 MW de eletrólise. Essa abordagem permitiu não apenas validar os resultados obtidos na planta piloto, mas também fornecer subsídios para a expansão da tecnologia em projetos de maior porte, contribuindo para uma análise técnica e econômica do sistema mais abrangente. O projeto da planta piloto faz parte da Chamada Estratégica da ANEEL nº 21/2016 e promove a sinergia entre energia solar e hídrica. A planta conta com uma usina solar fotovoltaica de 800 kWp, composta por 2.052 painéis solares, e um sistema de armazenamento de energia elétrica baseado em hidrogênio e baterias. O arranjo inclui um eletrolisador alcalino, um reservatório pressurizado e célula a combustível (CaC) com capacidade de gerar 300 kW de eletricidade. Como o foco do estudo é a análise técnica e econômica da produção de hidrogênio, foram considerados apenas os dados referentes ao eletrolisador. Os dados técnicos de operação do sistema foram coletados no período de 2020 a 2023. Já os custos dos equipamentos da planta piloto, originalmente adquiridos em 2019, foram ajustados e anualizados para o ano de 2022, permitindo uma comparação mais precisa

com o cenário da planta ampliada. Os resultados deste trabalho apontam que a eficiência do eletrolisador é um fator crucial para o LCOH. O estudo revelou uma redução média de 1,27 % ao ano na eficiência do equipamento, totalizando uma perda de 2,65 % em dois anos de operação. A análise econômica indicou que, na planta piloto, o fator de capacidade é o parâmetro que mais impacta o LCOH, pois influencia diretamente a diluição dos custos fixos e a eficiência do investimento. Quanto maior o fator de capacidade, melhor a distribuição dos custos fixos e maior o retorno financeiro. O custo da eletricidade e o CAPEX afetam diretamente o LCOH. No estudo, o LCOH da planta piloto foi calculado em 21.30 USD.kgH₂⁻¹, acima dos valores apresentados na literatura devido às características específicas de um projeto piloto. No caso da planta ampliada, o LCOH foi estimado em 3.63 USD.kgH₂⁻¹, com projeção de redução para 2.00 USD.kgH₂⁻¹ até 2030. Para alcançar essa meta, o custo da eletricidade precisaria ser reduzido em 67 %, o que exige políticas públicas eficazes, como leilões específicos, isenções fiscais e incentivos à demanda. Além disso, a otimização do uso de energias renováveis com sistemas híbridos, eletrolisadores flexíveis e armazenamento eficiente é fundamental para garantir fornecimento estável e menor custo da energia utilizada na eletrólise. Assim, o estudo reforça a importância de estratégias que maximizem a eficiência e minimizem os custos operacionais, promovendo uma transição energética sustentável e viável economicamente.

Palavras-chave: Fontes Renováveis. Hidrogênio Renovável. LCOH. Sinergia hidro-solar

Abstract

The accelerated growth of photovoltaic solar energy and wind energy stands out as one of the main advances in the transition to renewable sources. Between 2010 and 2023, global solar energy capacity increased 40-fold, while wind energy grew sixfold, with most of this expansion concentrated in China, the European Union, the United States, and Japan. More mature renewable technologies also expanded during the same period, with hydropower growing by 1.4 times. Despite the growth of renewable energies, the intermittency of solar and wind generation represents a major challenge to the stability of electric systems, as electricity generation varies according to weather conditions, which may cause imbalances between energy supply and demand. Technologies such as hydrogen allow storing surplus renewable electricity for later use, ensuring a more stable supply. Beyond the electricity sector, hydrogen plays a strategic role as a raw material in chemical, steel, and fertilizer industries. In this context, the study analyzes the technical and economic benefits of renewable hydrogen production through the combination of solar and hydropower sources. The levelized cost of hydrogen (LCOH) is the metric used to assess the economic benefits of the system. The study was carried out at the Eletrobras pilot electric energy storage plant, installed at the Itumbiara Hydropower Plant (UHE Itumbiara), between the states of Minas Gerais and Goiás. The calculation methods used in the pilot plant analysis will be replicated for the scenario assessment of a larger-scale system, with 1,646 MWp of PV and 549 MW of electrolysis. This approach not only validated the results obtained at the pilot plant but also provided support for scaling the technology in larger projects, contributing to a more comprehensive technical and economic analysis of the system. The pilot plant project is part of ANEEL's Strategic Call N°. 21/2016 and promotes the synergy between solar and hydropower. The plant features an 800 kWp photovoltaic solar power unit, consisting of 2,052 solar panels, and an electric energy storage system based on hydrogen and batteries. The setup includes an alkaline electrolyzer, a pressurized reservoir, and a fuel cell (FC) capable of generating 300 kW of electricity. As the focus of the study is the technical and economic analysis of hydrogen production, only data related to the electrolyzer were considered. The system's operational technical data were collected from 2020 to 2023. The equipment costs of the pilot plant, originally acquired in 2019, were adjusted and annualized for the year 2022, allowing a more accurate comparison with the scenario of the expanded plant. The results of this work indicate that electrolyzer efficiency is a crucial factor for the LCOH. The study revealed an average annual efficiency loss of 1.27 %, totaling 2.65 %

over two years of operation. The economic analysis indicated that, in the pilot plant, the capacity factor is the parameter with the greatest impact on LCOH, as it directly influences the dilution of fixed costs and the investment's efficiency. The higher the capacity factor, the better the distribution of fixed costs and the higher the financial return. The cost of electricity and CAPEX directly affect the LCOH. In the study, the LCOH of the pilot plant was calculated at 21.30 USD.kgH₂⁻¹, above the values reported in the literature due to the specific characteristics of a pilot project. In the case of the expanded plant, the LCOH was estimated at 3.63 USD.kgH₂⁻¹, with a projected reduction to 2.00 USD.kgH₂⁻¹ by 2030. To reach this goal, the electricity cost would need to be reduced by 67 %, which requires effective public policies, such as specific auctions, tax exemptions, and demand incentives. In addition, optimizing the use of renewable energies with hybrid systems, flexible electrolyzers, and efficient storage is essential to ensure stable supply and lower electricity costs used in electrolysis. Thus, the study reinforces the importance of strategies that maximize efficiency and minimize operational costs, promoting a sustainable and economically viable energy transition.

Keywords: Renewable Sources. Renewable Hydrogen. LCOH. Hydro-solar synergy

Lista de Figuras

Figura 1.1 - Aplicações do hidrogênio renovável.	21
Figura 1.2 - Maturidade atual das tecnologias e sistemas de hidrogênio.	22
Figura 2.1 - Matriz energética global por cenário até 2050	29
Figura 2.2 - Capacidade global instalada de energia limpa e geração de eletricidade no período de 2010-2023	31
Figura 2.3 - Mudança na geração de eletricidade em regiões selecionadas no período de 2018-2023	32
Figura 2.4 - Capacidade instalada por fonte.	33
Figura 2.5 - Geração global de eletricidade por tecnologia, 2000-2030	35
Figura 2.6 - Geração global de eletricidade por tecnologia, 2000-2030	36
Figura 2.7 - Comparação dos custos de instalação em 19 mercados de FV entre 2018 e 2023	37
Figura 2.8 - (a) Capacidade instalada de eletrolisadores por tecnologia e região no período de 2020-2024e; (b) Capacidade por região, tamanho da planta e status com base em projetos anunciados no cenário de 2030.....	42
Figura 2.9 - Processo de eletrólise alcalina.	44
Figura 2.10 - Projeto típico de um sistema de eletrólise alcalino.....	45
Figura 2.11 - Processo de eletrólise PEM.....	46
Figura 2.12 - Processo de eletrólise óxido sólido.....	47
Figura 2.13 - Tensão mínima termodinâmica da eletrólise da água.....	52
Figura 2.14 - Relação entre a tensão de operação com temperatura e pressão.....	52
Figura 2.15 - (a) Custo do eletrolisador com base em projetos atuais e cenários futuros (b) desagregação dos custos por componente em 2023	57
Figura 2.16 - Custo de produção de hidrogênio a partir da sinergia da energia solar fotovoltaica e eólica no cenário NZE até 2050.....	58
Figura 2.17 - LCOH para produção híbrida solar fotovoltaica e eólica em regiões selecionadas do Brasil no cenário de 2030	59
Figura 2.18 - Fator de dimensionamento ideal para regiões selecionadas e produção de hidrogênio renovável com base em projetos anunciados até 2030.....	61
Figura 2.19 - Políticas de apoio à criação da demanda que foram anunciadas ou implementadas até o momento	63
Figura 2.20 - Planta de hidrogênio renovável instalada na UHE Itumbiara.....	71

Figura 2.21 - Componentes do sistema de monitoramento e controle	73
Figura 2.22 - Diagrama de comunicação para os inversores solares.....	73
Figura 2.23 - Aba Dashboard	75
Figura 3.1 - Detalhamento dos procedimentos adotadas para este estudo	76
Figura 3.2 - Volume de controle do estudo.	77
Figura 4.1- Fluke 1735 Power Logger.	82
Figura 4.2 - Medição da inclinação dos painéis instalados na UHE Itumbiara.....	83
Figura 4.3- Mapa do Estado de Goiás, com a localização de Itumbiara e Brasília	84
Figura 4.4- Ensaio Operação Contínua e Fator de Capacidade	86
Figura 5.1 - Participação de cada fonte na geração de energia elétrica da planta	95
Figura 5.2 - Perfil de distribuição horária de irradiação solar	95
Figura 5.3 - OPEX da planta piloto ao longo dos anos da vida útil	99
Figura 5.4 - Custo da eletricidade por ano	100
Figura 5.5 - Impacto de diferentes parâmetros no LCOH	103
Figura 5.6 - Produção de Energia Elétrica da Planta Ampliada	106
Figura 5.7 - OPEX da planta ao longo dos anos da vida útil.....	108
Figura 5.8 - Custo da eletricidade por ano	108
Figura 5.9 - Impacto de diferentes parâmetros no LCOH	111
Figura 5.10 - Relação entre o LCOH e o Fator de Capacidade	113
Figura 5.11 - Efeito do ganho de escala na planta de hidrogênio da UHE Itumbiara	114

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Vantagens e desvantagens de cada tecnologia de produção de hidrogênio.	48
Tabela 2.2 - Fornecedores de eletrolisadores e dados de produção.....	49
Tabela 2.3 - Dados de consumo de água de eletrolisadores comerciais tipo PEM e Alcalino.	50
Tabela 2.4 - Reações eletroquímicas nos cátodos e ânodos de eletrolisadores PEM e Alcalinos.	51
Tabela 2.5 - Consumo elétrico e eficiência dos eletrolisadores	53
Tabela 2.6 - Nível de Prontidão Tecnológica das Tecnologias de Eletrólise.	54
Tabela 2.10 - Medidas políticas para mitigar os riscos de investimento em projetos de hidrogênio em vigor ou anunciadas desde agosto de 2022.	67
Tabela 4.1 - Dados da planta solar fotovoltaica	85
Tabela 4.2 - Dados técnicos do eletrolisador.....	87
Tabela 4.3 - Custos de investimento (CAPEX).....	88
Tabela 4.4 - Custo operacional (OPEX).....	89
Tabela 4.5 - Custo da eletricidade (USD/MWh)	90
Tabela 4.6 - Premissas adotadas para o dimensionamento da planta ampliada	91
Tabela 4.7 - Dados da planta solar fotovoltaica	91
Tabela 4.8 - Dados do Sistema de eletrólise.....	92
Tabela 4.9 - Custo da eletricidade (USD/MWh)	92
Tabela 5.1 - Produção do hidrogênio média por dia a partir da sinergia das fontes hídrica e solar fotovoltaica	96
Tabela 5.2 - Produção anual média de hidrogênio a partir da sinergia das fontes hídrica e solar fotovoltaica	96
Tabela 5.3 - Eficiências do eletrolisador em 2021 e 2023.....	97
Tabela 5.4 - Resumo dos custos da planta de H ₂ da UHE Itumbiara	100
Tabela 5.5 - Resumo dos custos de ampliação da planta de H ₂ da UHE Itumbiara.....	109

Lista de Abreviações e Siglas

ALK	- Eletrólise alcalina
atm	- Pressão Atmosférica
C	- Celsius
CaC	- Célula a Combustível
CAPEX	- Custo de Investimento do Projeto
CCEE	- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCUS	- <i>Carbon Capture Use and Storage</i>
CO	- Monóxido de Carbono
CO ₂	- Dióxido de Carbono
EUR	- Euro
FID	- Decisão Final de Investimento
FC	- Fuel Cell
GEE	- <i>Greenhouse gases</i> (Gases de efeito estufa)
H ₂	- Hidrogênio
HCC	- Hidrocrackeamento Catalítico
HVO	- Óleo Vegetal Hidrogenado
IPCC	- Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas
IEA	- Agência Internacional de Energia
IRENA	- Agência Internacional de Energia Renovável
K	- Kelvin
Kt	- Quilotoneladas
kWh	- Quilowatt-hora
L	- Litro
LH ₂	- Hidrogênio Liquefeito
m	- Metro
Mt	- Tonelada métrica
MJ	- Mega Joule
MPa	- Mega Pascal

NH ₃	- Amônia
Nm ³	- Normal-metro cúbico
nm	- Nanômetro
NZE	- Zero Emissões Líquidas
O ₂	- Oxigênio
ONS	- Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPEX	- Custos de Operação e Manutenção
OFFGRID	- Sistema Isolado ou Sistema Autônomo
PCS	- Poder Calorífico Superior
PCI	- Poder Calorífico Inferior
PEM	- <i>Proton-Exchange Membrane</i>
PtG	- <i>Power to Gas</i>
PtP	- <i>Power to Power</i>
QAV	- Querosene de Aviação
RFNBO	- Combustíveis Renováveis de Origem Não Biológica
RoW	- Restante do mundo
SAF	- Combustível Sustentável de Aviação
SIN	- Sistema Interligado Nacional
SOE	- <i>Solid Oxide Electrolyzer</i>
TRL	- <i>Technology readiness level</i>
UE	- União Europeia
USD	- Dólar americano

Sumário

1 INTRODUÇÃO	20
1.1 OBJETIVOS.....	24
1.2 ESTRUTURA DA TESE	25
2 REVISÃO DA LITERATURA	27
2.1 DEMANDAS MUNDIAIS DE ENERGIA.....	28
2.1.1 Crescimento global das fontes renováveis de energia	30
2.1.2 Expansão da energia solar fotovoltaica	34
2.2 DESAFIOS DAS FONTES RENOVÁVEIS PARA A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA....	38
2.3 TECNOLOGIA DO HIDROGÊNIO	40
2.3.1 Produção: Eletrólise da água	43
2.3.1.1 Insumos utilizados para produção	49
2.3.1.2 Maturidade Tecnológica a partir dos tipos de tecnologia.....	54
2.4 DESAFIOS E OPORTUNIDADES	55
2.4.1 Custos	56
2.4.2 Impacto do dimensionamento ideal da capacidade renovável em relação à eletrólise....	60
2.5 CENÁRIO FUTURO	61
2.5.1 Expansão global.....	62
2.5.2 Estratégias nacionais	67
2.6 PLANTA DE HIDROGÊNIO DA UHE ITUMBIARA	70
2.6.1 Monitoramento dos inversores da planta solar e da estação solarimétrica.....	73
2.6.2 Módulo de monitoramento do sistema de armazenamento de energia.....	74
3 METODOLOGIA.....	76
3.1 MODELAGEM PARA ANÁLISE TÉCNICA	77
3.2 MODELAGEM PARA ANÁLISE ECONÔMICA	79
4 LEVANTAMENTO DOS DADOS	82
4.1 PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA	83
4.2 SISTEMA DE ELETRÓLISE.....	85
4.3 LEVANTAMENTO DOS CUSTOS.....	87
4.4 CENÁRIO DE AUMENTO DA CAPACIDADE INSTALADA PARA PLANTA COMERCIAL.....	90
5 RESULTADOS E DISCUSSÃO	94

5.1 ANÁLISE TÉCNICA.....	94
5.2 ANÁLISE ECONÔMICA DA PLANTA PILOTO	98
5.2.1 Análise de Sensibilidade da Planta Piloto	101
5.3 ANÁLISE DE CENÁRIO PARA A AMPLIAÇÃO DA PLANTA DE HIDROGÊNIO	105
5.3.1 Análise de Sensibilidade da Ampliação da Planta de H ₂	110
6 CONCLUSÃO.....	115
REFERÊNCIAS	120
APÊNDICES	129
APÊNDICE A - CÁLCULO DA IRRADIAÇÃO SOLAR MÉDIA NA UHE ITUMBIARA	129
APÊNDICE B – BALANÇO DE ENERGIA DA PLANTA PILOTO.....	130
APÊNDICE C - DADOS DA OPERAÇÃO DO SISTEMA DE ELETRÓLISE EM 2021 E 2023	131
APÊNDICE E – BALANÇO DE ENERGIA DA PLANTA AMPLIADA	133
APÊNDICE F - ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DA PLANTA PILOTO	134
APÊNDICE G – ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DA PLANTA AMPLIADA	135

1 INTRODUÇÃO

De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA, 2024a), a capacidade global anual de energia renovável adicionada aumentará de 666 GW em 2024 para quase 935 GW em 2030. A energia solar fotovoltaica (FV) e eólica deverão representar 95 % de todas as adições de capacidade renovável até 2030, devido aos custos de geração mais baixos em comparação com alternativas fósseis e não fósseis na maioria dos países, além de incentivos e políticas públicas.

A energia hidrelétrica deve contribuir com 20 a 30 GW anualmente no período de 2024-2030, à medida que economias emergentes e em desenvolvimento, especialmente na África, comecem a explorar gradualmente seu vasto potencial. Já as adições anuais de capacidade para bioenergia e outras fontes renováveis devem alcançar cerca de 12 GW até 2030 (IEA, 2024a).

Em consonância, a IRENA (2023) afirma que neste cenário em crescimento, as adições de capacidade de energia renovável exigirão tanto uma implantação mais rápida de sistemas FV distribuídos quanto o comissionamento acelerado de projetos solares e eólicos em larga escala em andamento, especialmente na China, Europa, Índia e Estados Unidos. Este crescimento será impulsionado pela disponibilidade de recursos abundantes, reduções nos custos tecnológicos, modularidade dessas tecnologias, avanço na tecnologia de armazenamento de energia e políticas governamentais que apoiam o desenvolvimento de energia renovável.

No entanto, quando se fala em energias renováveis, principalmente solar fotovoltaica e eólica, a oferta de energia não permanece constante ao longo de um dia ou de um período prolongado, flutuando substancialmente dentro de um único dia e ao longo do ano. A intermitência característica dessas fontes de energia é um dos desafios centrais para a estabilidade e confiabilidade dos sistemas elétricos, uma vez que a geração de eletricidade por essas fontes é diretamente influenciada por fatores climáticos. Essa variabilidade na geração pode provocar descompassos entre oferta e demanda, exigindo mecanismos que garantam a estabilidade do fornecimento elétrico (IRENA, 2019; IEA, 2022).

O armazenamento de energia elétrica surge como uma solução para mitigar os efeitos da intermitência e possibilitar uma maior penetração das fontes renováveis intermitentes na matriz energética. Tecnologias como o hidrogênio permitem armazenar a eletricidade excedente gerada em momentos de alta produção ou menor demanda e liberá-la durante períodos de baixa geração ou elevada demanda (IEA, 2023).

O hidrogênio é uma solução versátil tanto para o armazenamento de energia quanto para seu uso como insumo em diversos setores industriais. Como vetor energético, ele pode ser produzido a partir de eletrólise da água, utilizando eletricidade proveniente de fontes renováveis, armazenado em diferentes formas (gasosa, líquida ou em portadores químicos) e posteriormente convertido em eletricidade por meio de motores-geradores, células a combustível ou turbinas a gás, permitindo um armazenamento de longo prazo, que auxilia na estabilidade do sistema elétrico (IRENA, 2022). Além de sua aplicação no setor elétrico, o hidrogênio desempenha um papel estratégico como matéria-prima em indústrias químicas, siderúrgicas e de fertilizantes, onde pode substituir fontes fósseis tradicionais, reduzindo as emissões de carbono e promovendo a descarbonização desses setores, conforme observado na Figura 1.1 (IEA, 2023; BGENERGY, 2024).

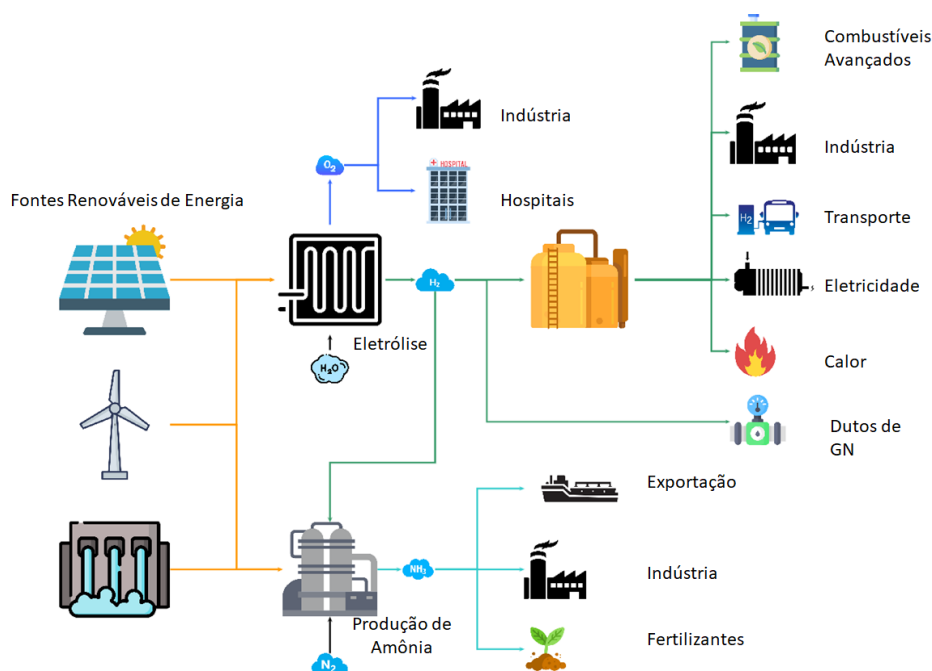


Figura 1.1 - Aplicações do hidrogênio renovável.
Fonte: BGENERGY (2024)

Assim, o hidrogênio tem se destacado como uma tecnologia promissora no contexto da transição energética, sendo uma alternativa sustentável para reduzir a dependência de combustíveis fósseis e mitigar as emissões de gases de efeito estufa em diversos setores (IEA, 2019). No contexto do armazenamento de eletricidade, também conhecido como *Power to Power* (PtP), a eletrólise da água acoplada ao armazenamento de hidrogênio e sua reconversão em eletricidade, tem sido proposta já a algum tempo como uma solução viável para períodos de médio prazo (dias) e longo prazo (semanas e meses) (GONZÁLEZ et al., 2015).

Além disso, células a combustível (CaCs) têm sido propostas e utilizadas como geradores de calor e eletricidade combinados em diversas escalas e aplicações, incluindo setores residencial, comercial e industrial. Esses sistemas podem ser controlados de acordo com as necessidades de calor ou eletricidade, sendo mais aplicados no setor doméstico e industrial, onde as demandas térmicas predominam (AMMERMAN et al., 2015).

Outro destaque do hidrogênio está em seu papel como facilitador de sinergias entre diferentes portadores de energia, promovendo a integração setorial e contribuindo para a segurança e confiabilidade dos sistemas energéticos. Soluções como *Power-to-Gas* (PtG), que converte energia elétrica em gás hidrogênio ou metano sintético, e postos de abastecimento para veículos movidos a hidrogênio, estão sendo demonstradas para descarbonizar os setores de aquecimento e transporte, respectivamente. Essas iniciativas reforçam o potencial do hidrogênio como peça central na diversificação e sustentabilidade da matriz energética (PARRA et al., 2019).

No entanto, é importante considerar o estágio de maturidade das tecnologias relacionadas ao hidrogênio, que varia ao longo da cadeia de suprimentos. As tecnologias de produção de hidrogênio de baixo carbono já estão comercialmente disponíveis, mas ainda não atingiram plena maturidade. Por outro lado, a inovação no lado da demanda avança em um ritmo mais lento, embora algumas tecnologias estejam próximas de alcançar avanços significativos em termos de maturidade tecnológica. A Figura 1.2 apresenta a variação da maturidade tecnológica das diferentes tecnologias do hidrogênio, de acordo com seu papel no sistema energético (IEA, 2024b).

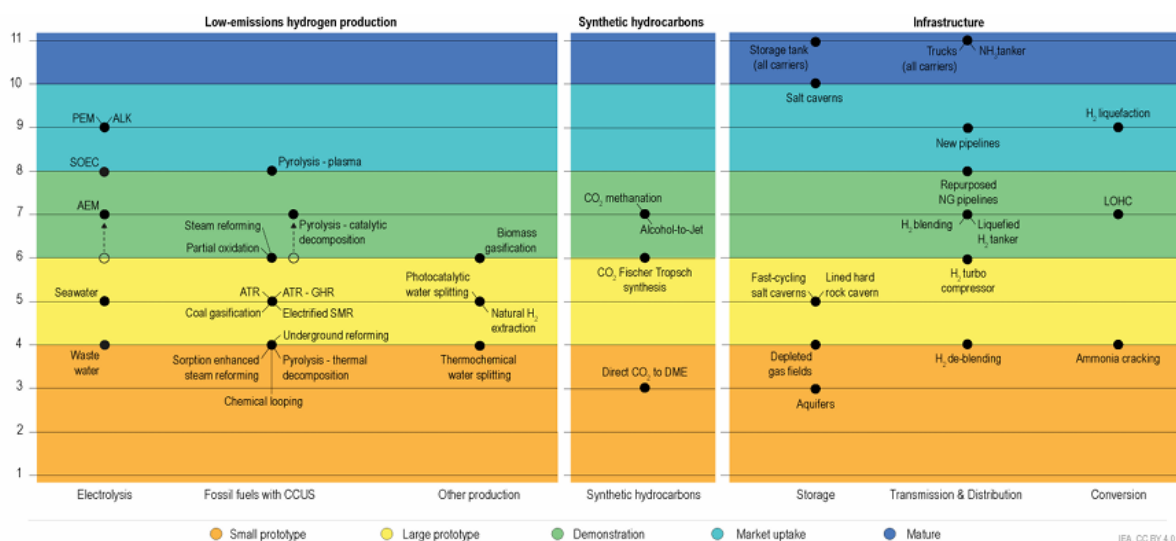


Figura 1.2 - Maturidade (IEA TRL) atual das tecnologias e sistemas de hidrogênio.

Fonte: IEA (2024b)

Neste contexto, embora exista uma literatura significativa estudando o potencial da produção de hidrogênio renovável por eletrólise, uma clara lacuna de pesquisa persiste em várias áreas, que este estudo visa abordar. Em primeiro lugar, há pesquisas limitadas investigando uma comparação direta dos potenciais de produção de hidrogênio renovável entre a Europa, Estados Unidos, alguns países da Ásia e o Oriente Médio, utilizando a sinergia das fontes solar e hídrica. No Brasil, ainda são incipientes estudos com plantas em operação. Este trabalho contribui para o preenchimento dessa lacuna, apresentando uma análise técnica e econômica desses sistemas, com base em dados de operação de 2021-2023 da planta de hidrogênio renovável instalada na UHE Itumbiara, Minas Gerais, Brasil. Além disso, realiza uma análise de cenário para ampliação da planta, de forma a identificar quais parâmetros influenciam no custo nivelado do hidrogênio (LCOH).

Em segundo lugar, a maioria dos estudos existentes sobre a produção de hidrogênio renovável não integra holisticamente fatores técnicos e econômicos nas suas análises. Muitas vezes se negligencia a inclusão de parâmetros de custos de operação e manutenção, por exemplo, que podem influenciar significativamente a produção de hidrogênio em larga escala. Este trabalho incorpora esses fatores econômicos ao lado de considerações sobre fator de capacidade e tempo de operação do equipamento, oferecendo uma compreensão mais abrangente e matizada do cenário de produção de hidrogênio na região selecionada.

O projeto de geração de hidrogênio renovável na Usina Hidrelétrica Itumbiara é uma iniciativa da Eletrobras no âmbito da Chamada Estratégica da ANEEL nº 21/2016, com a sinergia das fontes de energia solar e hídrica. Localizada no rio Paranaíba, na divisa de Goiás e Minas Gerais, a UHE Itumbiara possui capacidade instalada de 2.082 MW e desempenha papel estratégico no Sistema Interligado Nacional (SIN) (ANEEL, 2024a).

O projeto utiliza uma planta solar fotovoltaica de 800 kWp, com 2.052 painéis solares e um sistema de armazenamento de energia elétrica baseado em hidrogênio e baterias. A combinação das fontes solar e hídrica, junto a sistemas de armazenamento de hidrogênio e baterias, permite maior eficiência energética e confiabilidade no sistema. O arranjo de armazenamento de energia com hidrogênio é composto por um eletrolisador alcalino, um reservatório pressurizado e células a combustível capazes de gerar 300 kW de energia elétrica. Fabricados por empresas renomadas, esses equipamentos possibilitam o armazenamento e uso eficiente da energia excedente, ampliando a resiliência do sistema às variações sazonais e intermitências solares. Esse projeto ilustra como tecnologias inovadoras podem promover a transição para uma matriz energética mais sustentável e eficiente (FURTADO JR., 2021).

Logo, este trabalho contribui significativamente para o corpo de conhecimento existente, preenchendo algumas lacunas identificadas que podem auxiliar o tomador de decisão no investimento em planta de maior escala.

A inovação deste estudo reside nos seguintes aspectos:

- Foco geográfico: este é um estudo recente com cálculo de LCOH com dados reais de uma planta de hidrogênio renovável que se encontra em operação com sinergia solar fotovoltaica e hídrica. Esta análise em particular ilumina os diversos desafios e oportunidades nessa região, contribuindo assim para uma compreensão mais matizada do cenário nacional e em projetos e iniciativas futuras de hidrogênio renovável.

- Sinergia entre fontes de energia: embora alguns estudos tenham explorado a energia hídrica, solar ou eólica para a produção de hidrogênio renovável individualmente, esta pesquisa combina a energia solar com a energia hídrica, duas fontes renováveis de energia com grande participação na matriz elétrica nacional, alinhando-se com o conceito emergente de sistemas híbridos de energia renovável. Essa abordagem reconhece a natureza intermitente da energia solar e maximiza a confiabilidade do fornecimento de energia para a produção de hidrogênio.

- Análise econômica detalhada: o estudo investiga os fatores econômicos detalhados que influenciam a produção de hidrogênio renovável na região selecionada, o que proporcionou uma divisão abrangente dos custos, que vão desde o custo da infraestrutura de energia renovável até os custos de mão de obra, em que pese o fato de se tratar de um projeto de demonstração. Por conta disso, este estudo acrescenta uma análise de cenário para o aumento da capacidade instalada, de forma a obter o LCOH de uma planta comercial.

Esses *insights* serão valiosos para formuladores de políticas e investidores, contribuindo para a compreensão técnica-econômica da produção de hidrogênio renovável no cenário regional onde a planta está situada, Minas Gerais e no âmbito nacional.

1.1 OBJETIVOS

Este estudo tem como principal objetivo analisar os benefícios técnicos e econômicos associados à utilização combinada das fontes solar e hídrica para a produção de hidrogênio renovável. A métrica de avaliação utilizada na análise técnico-econômica do sistema de produção de hidrogênio baseado em energia renovável é o Custo Nivelado de Hidrogênio (LCOH), cuja unidade é USD.kg⁻¹. O conceito de custo nivelado é amplamente utilizado para geração de energia ou produtos, e refere-se ao custo para produzir uma quantidade unitária de

hidrogênio, incluindo o custo de capital e o custo operacional, calculados ao longo da vida útil do empreendimento, considerando o valor temporal do dinheiro.

Os seguintes objetivos específicos foram estabelecidos para atingir o objetivo principal desta tese:

1. Identificar o consumo de cada fonte de energia (solar fotovoltaica e hídrica) pelo eletrolisador por meio de um balanço energético da planta de hidrogênio.
2. Examinar o desempenho do sistema no período de operações analisado mediante o cálculo da eficiência real do eletrolisador a partir dos ensaios de operações;
3. Avaliar o LCOH para a planta piloto;
4. Realizar uma análise de sensibilidade para identificar qual o parâmetro de maior influência no cálculo econômico do LCOH;
5. Identificar como cada um dos parâmetros influenciam no cálculo do LCOH com ajuda de uma análise de cenário na expansão da planta instalada na UHE Itumbiara.

Deve-se observar que, apesar da planta completa instalada junto à UHE de Itumbiara incluir o armazenamento do hidrogênio e sua reconversão em eletricidade por meio de uma CaC, esses componentes não serão abordados neste trabalho, que está focado exclusivamente na determinação do custo final de produção do hidrogênio renovável, na planta de demonstração (real) e em uma planta comercial (cenário). Por outro lado, o custo da energia elétrica produzida pelos painéis fotovoltaicos não está disponível, como acontece com a energia elétrica de origem hidráulica (custo de geração da UHE de Itumbiara). Assim, apesar de não ser o foco do trabalho, o custo da eletricidade fotovoltaica também foi calculado.

1.2 ESTRUTURA DA TESE

No Capítulo 1 é apresentada a introdução com a contextualização do tema, apresentação do cenário geral, apresentação das lacunas da literatura científica, inovação do estudo, objetivos geral e específicos.

No Capítulo 2 está a revisão da literatura, com abordagem sistemática e crítica para identificar, analisar e sintetizar as pesquisas existentes sobre a expansão das fontes renováveis de energia em especial a solar fotovoltaica, a tecnologia do hidrogênio, desde a sua produção, o custo nivelado do hidrogênio e cenários futuros, tanto no âmbito global quanto nacional, fornecendo uma base sólida sobre o assunto.

O Capítulo 3, por sua vez, explicita a metodologia para análise dos benefícios técnicos e econômicos associados à utilização combinada das fontes solar e hídrica para a produção de hidrogênio renovável do projeto piloto e da análise de cenário.

O Capítulo 4 apresenta os parâmetros e métricas utilizadas de forma a atender ao objetivo proposto e detalhando como as medições foram realizadas.

Já no Capítulo 5 é realizada a análise técnica do sistema de eletrólise a partir das operações realizadas, apresentando a eficiência e o desempenho do sistema. Na análise econômica são apresentados os resultados do cálculo do LCOH da planta piloto e a planta ampliada, com a análise de sensibilidade do parâmetro que mais influencia no custo do LCOH. Nesta seção são apresentadas ainda as discussões do estudo, corroborando os dados obtidos da planta em operação com os dados da literatura, além da relevância e contribuição destes dados técnicos e econômicos para os tomadores de decisão.

Encerrando esse estudo, as conclusões sintetizam as análises dos resultados obtidos e sugerem trabalhos futuros para a continuidade e aprimoramento deste estudo.

2 REVISÃO DA LITERATURA

A revisão da literatura sobre as demandas mundiais de energia renovável e a tecnologia do hidrogênio destaca a crescente necessidade de fontes de energia de baixas emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) e sustentáveis para mitigar os efeitos das mudanças climáticas. A transição para as tecnologias renováveis, como o hidrogênio, tem sido impulsionada por preocupações ambientais e pela busca por alternativas aos combustíveis fósseis. O hidrogênio renovável, produzido a partir de fontes renováveis de energia, tem se destacado como uma opção promissora devido à sua capacidade de armazenamento e transporte já estabelecida, além de ser uma alternativa de baixa emissão de carbono.

A produção de hidrogênio, principalmente a partir de fontes renováveis associadas à eletrólise da água, tem sido cada vez mais explorada devido ao seu potencial para reduzir as emissões de carbono. O armazenamento do hidrogênio é um desafio importante devido à sua baixa densidade energética, mas várias tecnologias estão sendo desenvolvidas para viabilizar seu uso em larga escala, como o armazenamento subterrâneo.

Diversos países e empresas têm intensificado investimentos em projetos de pesquisa e desenvolvimento voltados para a produção e aplicação do hidrogênio como tecnologia limpa. Além disso, estão sendo firmados acordos estratégicos para a implantação de plantas comerciais em larga escala, bem como para a expansão da infraestrutura necessária para viabilizar sua adoção em diferentes setores.

Entre os destaques está o projeto H2FUTURE, na Áustria, financiado pela União Europeia, que testa a viabilidade do uso de eletrólise de alta potência para produzir hidrogênio renovável em escala industrial, com aplicação na siderurgia (HYDROGEN EUROPE, 2023). Outro exemplo é o HYBRIT na Suécia, desenvolvido pelas empresas SSAB, LKAB e Vattenfall, que busca eliminar o uso de carvão na produção de aço ao empregar hidrogênio renovável como redutor, sendo considerado pioneiro no setor metalúrgico (IEA, 2022). Já a Alemanha lidera o cenário europeu com o programa nacional de hidrogênio, que envolve mais de 9 bilhões de euros em investimentos para desenvolver infraestrutura, mobilidade a hidrogênio e parcerias internacionais para importação de H₂ renovável (BMWK, 2021).

Fora da Europa, a Arábia Saudita está desenvolvendo o ambicioso projeto NEOM Green Hydrogen, alimentada exclusivamente por eletricidade renovável, a usina produzirá até 600 toneladas por dia de hidrogênio verde, que será usado para descarbonizar indústrias/setores, incluindo transporte e indústria pesada (NGHC, 2025). Na Austrália, o projeto Asian Renewable Energy Hub também se destaca, com planos de produzir até 1 milhão de toneladas

de hidrogênio renovável por ano a partir de energia solar e eólica, voltado principalmente à exportação para o mercado asiático (CSIRO, 2024).

Assim, foi realizada uma revisão da literatura com abordagem sistemática e crítica para identificar, analisar e sintetizar as pesquisas existentes sobre as demandas mundiais pela energia e a produção, cenários de custos e desenvolvimento de pesquisas no âmbito nacional e internacional do hidrogênio, fornecendo uma base sólida sobre o assunto que corrobora esta pesquisa.

2.1 DEMANDAS MUNDIAIS DE ENERGIA

Após o início do conflito entre Rússia e Ucrânia, assim como a instabilidade no Oriente Médio, o mercado global de energia tem enfrentado interrupções e volatilidade nos preços, reforçando a urgência de uma transição para sistemas energéticos mais sustentáveis. Nesse contexto, alinhar-se ao objetivo central do Acordo de Paris, de limitar o aumento da temperatura global a bem abaixo de 2 °C, com esforços adicionais para restringi-lo a 1,5 °C, exige uma aceleração substancial na adoção de fontes renováveis e na implementação de medidas de eficiência energética até 2030 (IPCC, 2018; IEA, 2022). Essa transição não apenas mitiga os riscos climáticos, mas também promove maior segurança energética em um cenário global cada vez mais incerto.

Nos últimos dez anos, a participação dos combustíveis fósseis na matriz energética global está diminuindo gradualmente, passando de 82 % em 2013 para 80 % em 2023. Nesse período, a demanda por energia aumentou 15 %, onde 40 % desse crescimento foi atendido por fontes de energia renováveis nos setores elétrico e de uso final, energia nuclear e combustíveis de baixa emissão, incluindo tecnologias de captura, utilização e armazenamento de carbono (CCUS) (IEA, 2024a).

Ainda de acordo com o relatório *World Energy Outlook 2024* publicado pela IEA (2024a), nas economias avançadas, a demanda total por energia caiu, em média, 0,5 % ao ano na última década. A demanda por petróleo atingiu seu pico em 2005 nesse grupo, enquanto o uso de carvão está em declínio estrutural desde 2008, e o gás natural, de forma agregada, parou de crescer. A energia nuclear apresentou uma redução de cerca de meio ponto percentual ao ano, enquanto as energias renováveis aumentaram 3 % ao ano desde 2013.

Já nas economias emergentes e em desenvolvimento, que juntas representam quase 85 % da população mundial, a demanda por energia cresceu aproximadamente 2,6 % ao ano na

última década. Esse aumento foi impulsionado por fatores como o crescimento populacional de mais de 720 milhões de pessoas, uma expansão econômica de 50 % e um aumento de 40 % na produção industrial. Além disso, a área construída aumentou 40.000 quilômetros quadrados, o equivalente à superfície dos Países Baixos. Com esse ritmo acelerado de desenvolvimento, a energia limpa enfrenta desafios maiores para substituir o petróleo, o gás e o carvão nessas economias do que nas economias avançadas (IEA, 2024a).

No Cenário de Políticas Declaradas (em inglês *Stated Policies Scenario - STEPS*¹), o crescimento da implantação de energia limpa acelera à medida que o ritmo de aumento da demanda global por energia desacelera, levando a um pico no uso dos três combustíveis fósseis, carvão, petróleo e gás natural, antes de 2030, conforme Figura 2.1.

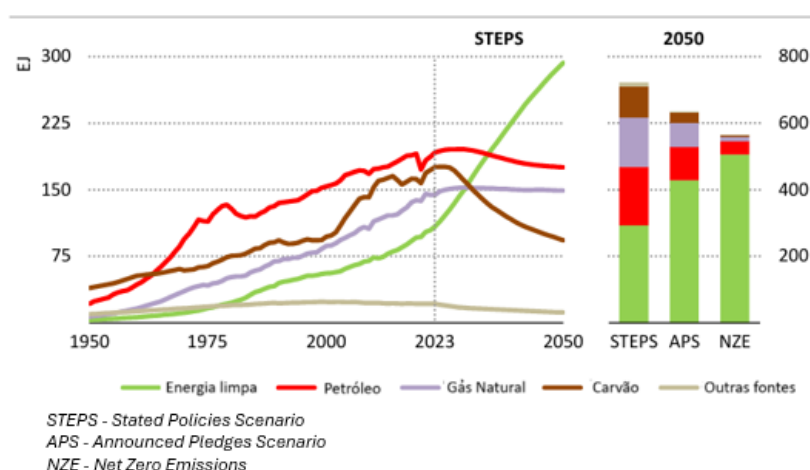


Figura 2.1 - Matriz energética global por cenário até 2050

Fonte: Adaptado IEA (2024a)

Conforme observado na Figura 2.1, a contínua redução na demanda por carvão permite que o gás natural o ultrapasse na matriz energética global até 2030. Entre 2023 e 2035, o crescimento da energia limpa supera o aumento da demanda total por energia. Liderada pela rápida expansão da FV e eólica, a energia limpa torna-se a principal fonte de energia global em meados da década de 2030 (IEA, 2024a).

Neste contexto, embora o setor elétrico seja atualmente o maior emissor de gases de efeito estufa entre os setores de energia, diversas iniciativas estão em andamento para reduzir

¹ O STEPS foi projetado para fornecer uma noção da direção predominante da progressão do sistema de energia, com base em uma revisão detalhada do cenário político atual. Fornece uma avaliação mais granular, setor a setor, das políticas que foram implementadas para alcançar as metas estabelecidas e outros objetivos relacionados à energia, levando em consideração não apenas as políticas e medidas existentes, mas também aquelas que estão em desenvolvimento (IEA, s/a).

essas emissões, impulsionadas por compromissos nacionais e internacionais. Durante a COP28, foram estabelecidas metas coletivas ambiciosas para as energias renováveis, incluindo o triplo da capacidade instalada global até 2030, enquanto mais de 150 países adotaram políticas para expandir o uso de renováveis no setor elétrico. Em relação à energia nuclear, foi lançada em dezembro de 2023 uma iniciativa que visa triplicar a capacidade nuclear global até 2050, com mais de 30 países planejando expandir o uso dessa fonte. Além disso, há iniciativas adicionais para acelerar o desenvolvimento de tecnologias menos maduras, como captura de carbono e hidrogênio de baixa emissão. Todas essas ações são fundamentais para os esforços de descarbonização do setor elétrico e para alcançar a meta da COP28 de transição dos combustíveis fósseis, em alinhamento com emissões líquidas zero até 2050 (UNFCC, 2023).

Muitas tecnologias de energia limpa já estão maduras. A energia solar fotovoltaica e eólica são atualmente as fontes de eletricidade mais baratas na maioria dos mercados, enquanto hidrelétricas e bioenergia são contribuintes bem estabelecidos. Uma nova geração de reatores nucleares de grande escala está sendo construída em diversos países, com recursos aprimorados, e os pequenos reatores modulares (em inglês *Small modular reactors* - *SMRs*) estão em fase de desenvolvimento. Além disso, a importância de uma abordagem sistêmica, que inclui o aumento das eficiências, a expansão e modernização das redes elétricas, bem como a aceleração da adoção de armazenamento de energia e resposta à demanda, está sendo cada vez mais reconhecida como essencial para garantir transições acessíveis e seguras (IEA, 2024a).

2.1.1 Crescimento global das fontes renováveis de energia

Um dos maiores casos de sucesso nas transições para energia limpa até hoje foi o rápido crescimento da energia solar fotovoltaica (FV) e da energia eólica. Entre 2010 e 2023, a capacidade global de energia solar FV aumentou 40 vezes, enquanto a de energia eólica cresceu seis vezes, com a maior parte desse avanço concentrado na China, União Europeia, Estados Unidos e Japão. Paralelamente, tecnologias renováveis mais maduras também se expandiram, com a capacidade de bioenergia aumentando 2,5 vezes e a de energia hidrelétrica crescendo 1,4 vezes (IEA, 2024a).

No entanto, a capacidade nuclear permaneceu praticamente estável ao longo do período. Apesar desses avanços, o crescimento na geração de energia limpa não acompanhou o aumento da demanda global por eletricidade, conforme discutido anteriormente. A geração global de fontes de baixa emissão, incluindo todas as tecnologias renováveis, nuclear, combustíveis

fósseis com captura de carbono, hidrogênio e amônia, aumentou 4.800 TWh entre 2010 e 2023. Entretanto, a geração total de eletricidade cresceu quase 8.400 TWh no mesmo período, conforme Figura 2.2.

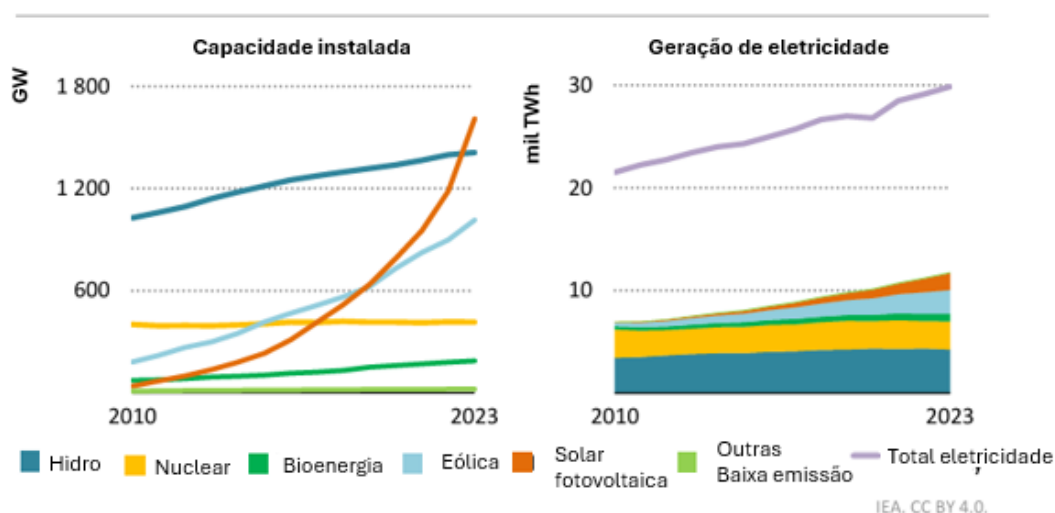


Figura 2.2 - Capacidade global instalada de energia limpa e geração de eletricidade, 2010-2023
Fonte: Adaptado da IEA (2024a)

Conforme a Figura 2.2, a energia eólica e FV representaram juntas três quartos do crescimento da geração limpa, enquanto hidrelétrica, bioenergia, geotérmica e nuclear (nessa ordem) contribuíram com o quarto restante. Para preencher essa lacuna, a geração global a carvão aumentou quase 2.000 TWh (+23 %) de 2010 a 2023, e a geração a gás natural cresceu mais de 1.700 TWh (+36 %). Como resultado, as emissões de CO₂ do setor elétrico aumentaram 20 % no período, subindo de 11,4 gigatoneladas (Gt) em 2010 para 13,7 Gt em 2023 (IEA, 2024a).

Em algumas regiões, a geração de energia limpa cresceu mais rapidamente do que a demanda por eletricidade, reduzindo a necessidade de combustíveis fósseis não mitigados. Entre 2018 e 2023, as fontes de baixa emissão de carbono aumentaram mais de 20 % em países como Austrália, Coreia, Japão, Argentina, África do Sul, Brasil e México (IEA, 2024a). Nessas nações, o crescimento das fontes limpas superou o aumento da demanda por eletricidade, resultando em uma redução no uso de combustíveis fósseis não mitigados, conforme Figura 2.3.

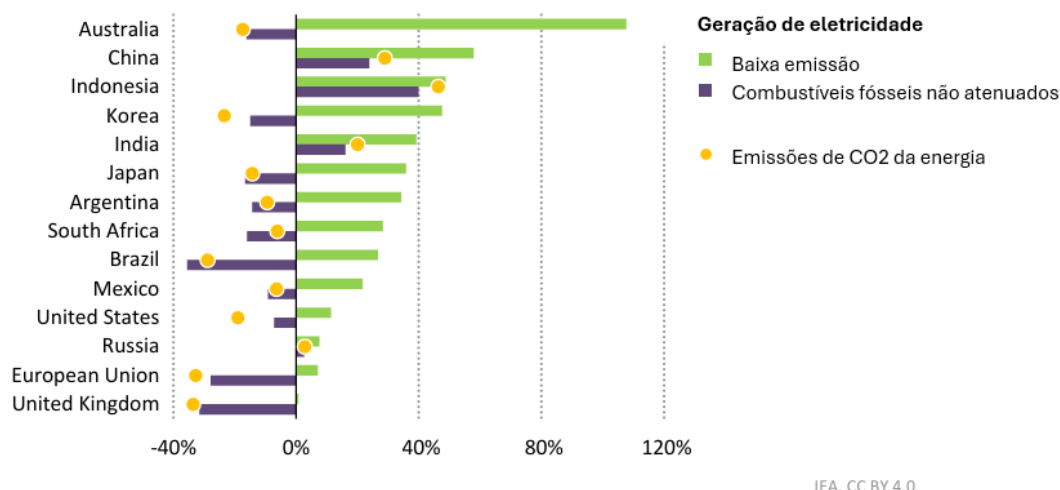


Figura 2.3 - Mudança na geração de eletricidade em regiões selecionadas no período de 2018-2023
Fonte: IEA (2024a)

Ainda de acordo com a Figura 2.3, na União Europeia, Reino Unido e Estados Unidos, as fontes de baixa emissão cresceram cerca de 10 % ou menos, mas isso foi suficiente para superar o crescimento da demanda e diminuir o uso de combustíveis fósseis nesses países.

Por outro lado, em várias economias emergentes e em desenvolvimento, as fontes de baixa emissão não conseguiram acompanhar o ritmo do crescimento da demanda por eletricidade entre 2018 e 2023, o que levou a um aumento no uso de carvão e gás natural para geração de energia. A China lidera globalmente na implantação de tecnologias de energia limpa, incluindo solar fotovoltaica, eólica, hidrelétrica e nuclear. No entanto, o país também registrou um aumento de mais de 20 % na geração a carvão e 40 % no uso de gás natural nos últimos cinco anos. Considerando que a demanda por eletricidade da China é muito maior do que a de qualquer outro país, a velocidade com que o país avança na transição para energias limpas é de enorme importância, e será um marco quando o crescimento da energia limpa superar a demanda total (IEA, 2024a).

Índia e Indonésia aumentaram a geração de energia limpa em 40 % e 50 %, respectivamente, nos últimos cinco anos, embora a partir de uma base inicial baixa. Apesar desses avanços, o uso de combustíveis fósseis não mitigados nos setores elétricos desses países também cresceu significativamente. Dada a alta dependência do carvão em ambas as nações, seus planos de curto prazo para a transição energética limpa e seus compromissos de longo prazo para alcançar emissões líquidas zero são de extrema importância (IEA, 2024a).

No contexto nacional, o Brasil possui uma matriz elétrica predominantemente representada por fontes renováveis, com a fonte hídrica como principal destaque. Em 2022, aproximadamente 64 % da oferta interna de energia elétrica foi proveniente dessa fonte, embora

em abril de 2024 esse percentual tenha se reduzido para pouco mais de 54 % (EPE, 2023). Ainda em 2022, a capacidade total instalada de geração de energia elétrica no Brasil, conforme ilustrado na Figura 2.4, atingiu 189,18 GW, refletindo um aumento de 7,52 GW em relação ao período anterior, com destaque o aumento de 14,3 % da fonte eólica e 82,4 % da fonte solar fotovoltaica, atingindo 23,74 GW e 24,45 GW de capacidade instalada, respectivamente, sendo que esse crescimento acelerado dessas duas fontes explica a redução da participação da fonte hídrica (EPE, 2023).

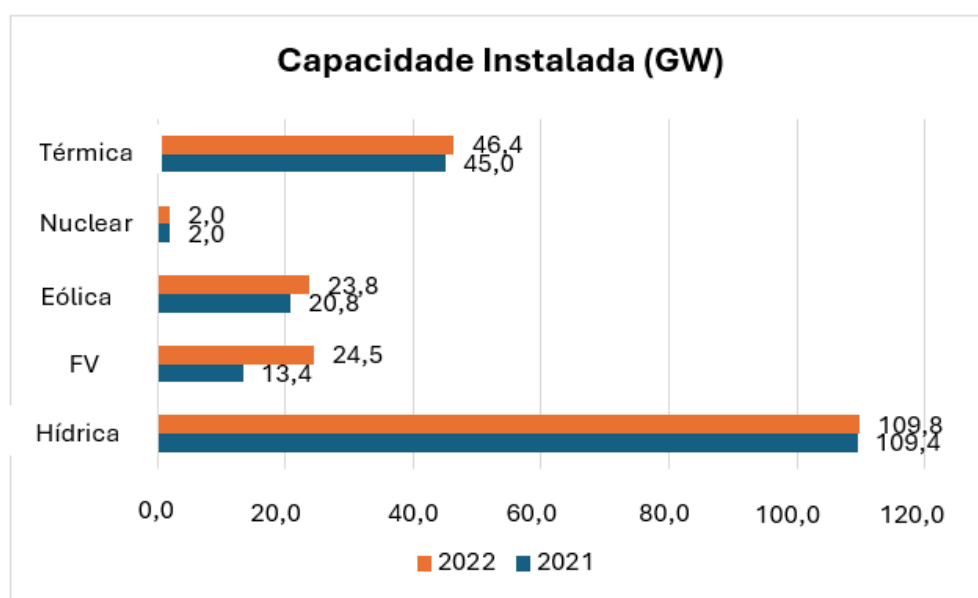


Figura 2.4 - Capacidade instalada por fonte.
Fonte: Elaboração própria com dados da EPE (2023)

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. O SIN é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte (ONS, 2024). A interconexão dos sistemas elétricos, por meio da malha de transmissão, propicia a transferência de energia entre subsistemas, permite a obtenção de ganhos sinérgicos e explora a diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país (SANTANA et al., 2023).

O ONS prevê um aumento para 254,226 GW até 2028, com destaque para o significativo crescimento da participação da geração distribuída, geração eólica e solar fotovoltaica,

alcançando respectivamente 16,7 %, 13,7 % e 8,0 %. Essas fontes, que somadas representarão 38,4 % da matriz de energia elétrica nacional em 2028, são todas fontes intermitentes, ou seja, não estão disponíveis durante todos os momentos do dia, e oferecem novos desafios para o setor (ONS, 2024).

Embora a geração de energia limpa esteja ganhando força, as políticas atuais e as condições de mercado não promovem um crescimento rápido o suficiente para alinhar o mundo a uma trajetória de emissões líquidas zero. Para que o setor de energia lidere o caminho rumo às emissões líquidas zero, novas opções de baixa emissão precisam ser introduzidas no mercado até 2035. Os pequenos reatores modulares (SMRs) são uma dessas tecnologias, cujo desenvolvimento contribui para acelerar o papel da energia nuclear no Cenário de Emissões Líquidas Zero (NZE). Além disso, a implantação de tecnologias de captura de carbono (CCUS) e o uso de hidrogênio e amônia de baixa emissão são igualmente cruciais. Essas soluções podem ajudar a reduzir as emissões das atuais usinas termoeletricas a carvão, que, se operarem nas condições atuais, consumiriam todo o orçamento de carbono restante para limitar o aquecimento global a 1,5 °C (IEA, 2022).

Até 2035, combustíveis fósseis associados ao CCUS, juntamente com hidrogênio e amônia de baixa emissão, começam a gerar impacto no Cenário NZE. Juntas, essas tecnologias entregam 1.100 TWh adicionais em relação ao STEPS, posicionando-se para desempenhar um papel crucial na descarbonização da energia após 2035 (IEA, 2022).

2.1.2 Expansão da energia solar fotovoltaica

A IEA (2024c) estima que, em 2030, as fontes de energia renovável representarão 46 % da geração global de eletricidade, sendo que a energia solar fotovoltaica e a eólica, juntas, corresponderão a 30 % desse total. Até lá, a energia solar fotovoltaica se tornará a principal fonte renovável de eletricidade, seguida pela eólica, ambas ultrapassando a participação da hidrelétrica. Além disso, as renováveis intermitentes responderão por dois terços da geração de eletricidade renovável global, um aumento significativo em relação aos menos de 45 % registrados atualmente. Na Figura 2.5 é possível visualizar a geração de eletricidade por tecnologia com destaque para o crescimento da energia solar fotovoltaica até 2030 (IEA, 2024c).

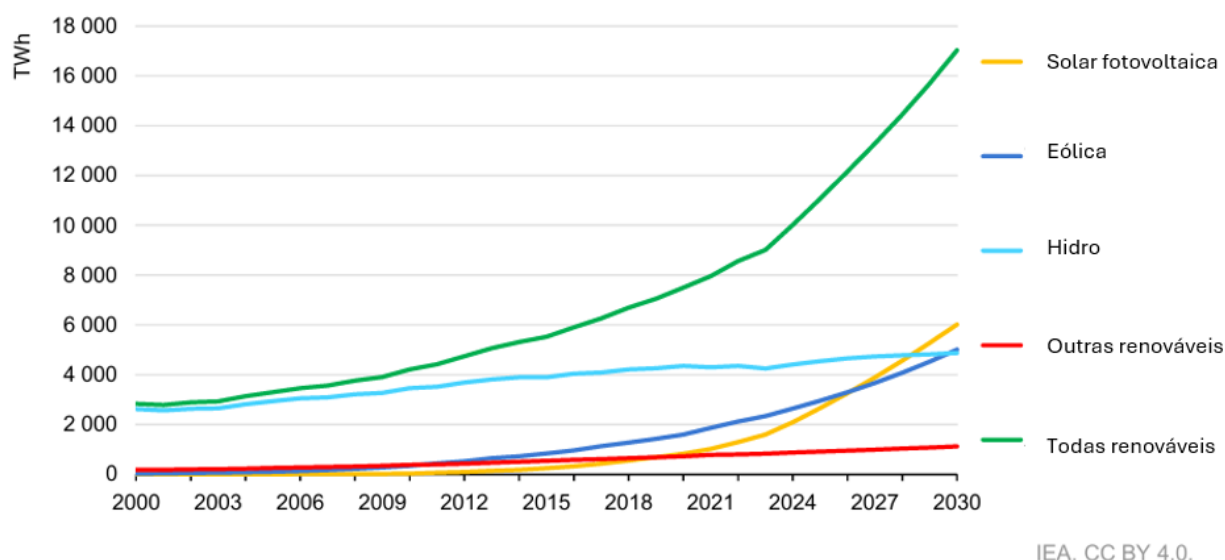


Figura 2.5 - Geração global de eletricidade por tecnologia, 2000-2030

Fonte: IEA (2024c)

As estatísticas mais recentes da Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA) indicam que 2023 foi um ano recorde para a instalação de capacidade de energia renovável, com a adição de 473 GW, um aumento significativo em relação aos 295 GW adicionados em 2022 (IRENA, 2024). Um percentual expressivo dessa nova capacidade está concentrado na China, na União Europeia (UE) e nos Estados Unidos (EUA), que juntos responderam por 83 % da capacidade instalada no ano.

Dentro desse crescimento, a energia solar se destacou como a maior contribuidora, representando 73 % do total adicionado (345 GW), evidenciando a maturidade e competitividade da tecnologia. Em 2023, a capacidade acumulada global de FV atingiu 1.412 GW, um crescimento significativo em comparação aos 1.047 GW registrados em 2022, sendo que a Ásia respondeu por 863 GW dessa capacidade total (IRENA, 2024).

Apesar dos desafios geopolíticos e das dificuldades na cadeia de suprimentos enfrentados pela transição energética, houve um crescimento expressivo na adoção de sistemas fotovoltaicos distribuídos residenciais e comerciais em países como Austrália, França, Alemanha, Índia, Estados Unidos e Reino Unido (IRENA, 2024).

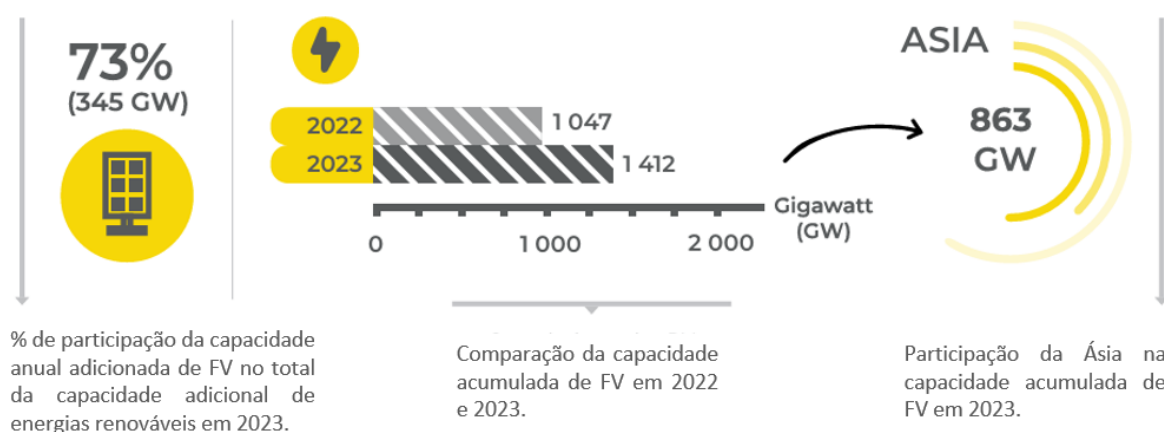


Figura 2.6 - Geração global de eletricidade por tecnologia, 2000-2030

Fonte: IRENA (2024)

A análise mais recente da competitividade da IRENA continua a confirmar que a FV permanece como a tecnologia mais acessível para que os países acelerem seus esforços na transição energética. Em relação ao custo nivelado de eletricidade (LCOE) global, considerando a média ponderada para usinas solares fotovoltaicas em escala de utilidade, houve uma redução de 89 % entre 2010 e 2023, passando de USD 0.460.kWh⁻¹ para USD 0.044.kWh⁻¹ (IRENA, 2024).

Esse declínio representa uma redução de 12 % ao ano em relação a 2022, sendo significativamente maior do que a redução anual observada entre 2021 e 2022, que foi de 3 % (IRENA, 2024). A Figura 2.7 apresenta a tendência do LCOE médio ponderado para os principais mercados de energia solar fotovoltaica em escala de utilidade entre 2018 e 2023. Durante esse período, os custos diminuíram em 14 mercados.

A Figura 2.7 destaca que as maiores reduções no custo LCOE ocorreram nos principais mercados da Europa e Oceania. Em sete mercados europeus, os custos da eletricidade gerada por usinas solares fotovoltaicas em escala de utilidade diminuíram entre 11 % no Reino Unido e 38 % na Grécia em 2023. Além disso, a Austrália apresentou o LCOE mais competitivo, registrando uma queda de 19 % nos custos (IRENA, 2024).

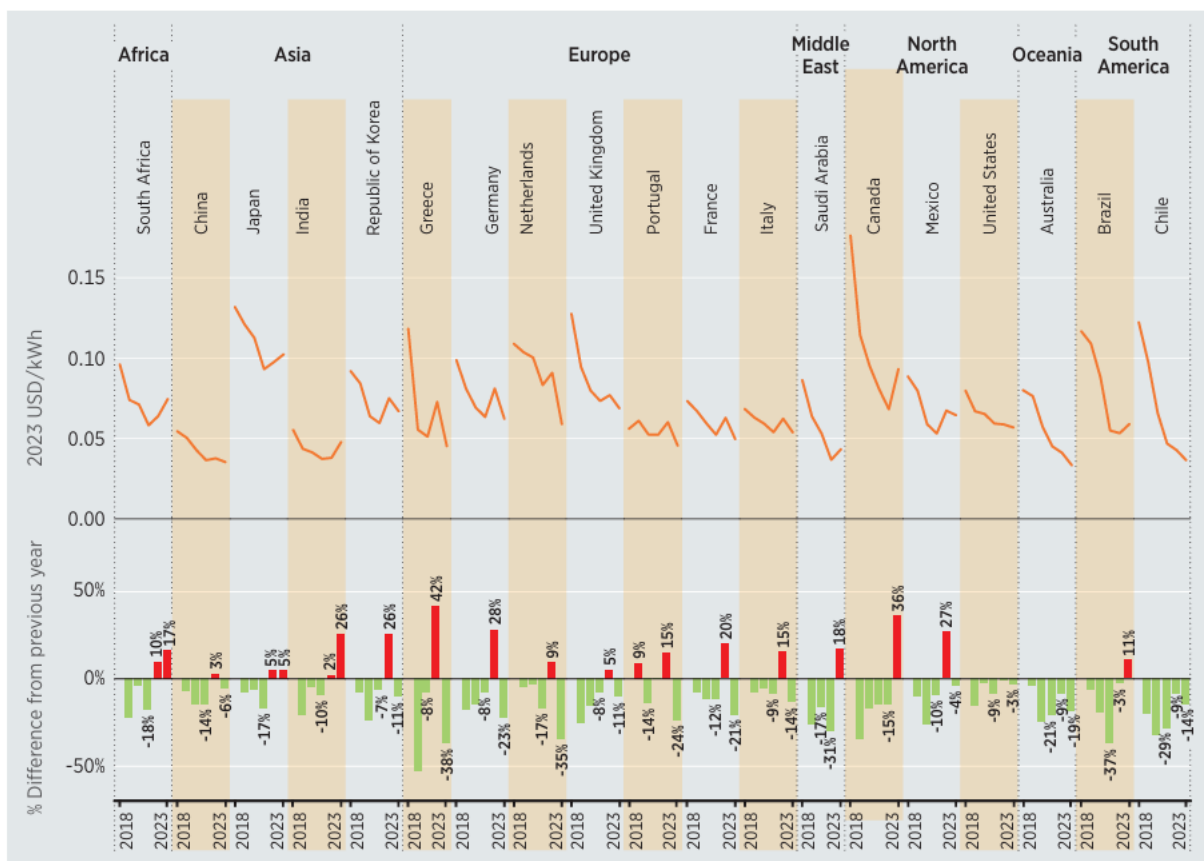


Figura 2.7 - Comparação dos custos de instalação em 19 mercados de FV entre 2018 e 2023
Fonte: IEA (2024)

Para que o Brasil e os países do G20 possam atender à crescente demanda por eletricidade renovável e alcançar as metas do Cenário de 1,5 °C da IRENA, a expansão acelerada das fontes renováveis será essencial. Nesse contexto, a energia solar tem se destacado como um dos principais vetores dessa transformação, impulsionando a capacidade instalada e consolidando-se como uma alternativa competitiva frente às fontes convencionais (IRENA, 2024). Prova disso é que, em 2024, a energia solar desempenhou um papel central na expansão da matriz elétrica brasileira, conforme dados divulgados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Das 10,85 GW de capacidade instalada ao longo do ano, 5,62 GW foram provenientes de usinas fotovoltaicas de geração centralizada, reafirmando a relevância da fonte solar no cenário energético nacional (ANEEL, 2025).

Além da geração centralizada, a geração distribuída, modalidade que permite a autoprodução de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos em residências, empresas e propriedades rurais, também registrou um crescimento expressivo. Em 2024, foram adicionados 8,75 GW a essa categoria, impulsionados por mais de 1 milhão de novas instalações em todo o Brasil.

De acordo com a ANEEL, a expansão da matriz elétrica brasileira em 2024, considerando apenas a geração centralizada, foi a maior já registrada desde o início da série histórica em 1997. Além disso, o crescimento superou em 747 MW a meta estabelecida para o período. Entre os estados que mais adicionaram capacidade instalada de FV, Minas Gerais liderou o ranking com 3,17 GW, seguido pela Bahia (2,40 GW) e Rio Grande do Norte (1,81 GW) (ANEEL, 2025).

Com essa ampliação significativa, a capacidade total da matriz elétrica brasileira atingiu 208 GW em 2024, reforçando a transição do país para um sistema energético mais sustentável e diversificado, com a energia solar desempenhando um papel cada vez mais estratégico no suprimento elétrico nacional (ANEEL, 2025).

Logo, a crescente expansão da geração de energia solar, tanto no Brasil quanto no cenário global, evidencia a consolidação dessa fonte como um elemento essencial na transição energética. Impulsionada por avanços tecnológicos, incentivos econômicos e a crescente preocupação com a sustentabilidade, a energia solar se estabelece como um dos principais pilares da matriz energética do futuro. Seu papel estratégico na diversificação da geração elétrica e na redução das emissões de carbono reforça sua importância para um sistema energético mais limpo, eficiente e resiliente, contribuindo significativamente para o cumprimento das metas climáticas e para a segurança energética mundial (GESEL, 2024).

2.2 DESAFIOS DAS FONTES RENOVÁVEIS PARA A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

A intermitência é um dos desafios mais significativos associados às fontes renováveis de energia, particularmente a solar e eólica. Ambas dependem de condições climáticas variáveis, o que resulta em flutuações na geração de eletricidade (IRENA, 2021).

A geração solar depende diretamente da disponibilidade de luz solar. Durante a noite, a geração é completamente interrompida, enquanto em dias nublados ou chuvosos, a produção pode ser significativamente reduzida. Essa característica é especialmente desafiadora em regiões de alta latitude, onde a variação sazonal na radiação solar é acentuada, criando períodos prolongados de baixa produção durante o inverno (IRENA, 2021). A geração eólica, por sua vez, é altamente dependente da constância e da velocidade do vento. Apesar de ser menos previsível que a solar, sua intermitência pode ser parcialmente mitigada pela diversificação geográfica dos parques eólicos, já que os padrões de vento variam regionalmente. Entretanto,

mesmo com essa abordagem, há momentos em que a produção global de energia eólica é insuficiente para atender à demanda (REN et al., 2017).

Esta característica, inerente às fontes renováveis, cria desafios significativos para o equilíbrio entre oferta e demanda no sistema elétrico. Sistemas convencionais, baseados em fontes despacháveis como carvão e gás natural, foram projetados para fornecer energia de maneira contínua e previsível. A introdução de fontes renováveis requer a adaptação desses sistemas para acomodar flutuações rápidas e imprevisíveis (HASSAN et al., 2023).

O armazenamento de energia é uma solução crucial para lidar com a intermitência. Tecnologias como baterias de íon-lítio, armazenamento por hidrogênio e sistemas de bombeamento hidráulico permitem armazenar excedentes de energia gerados em momentos de baixa demanda para serem utilizados em períodos de escassez. Essas soluções são fundamentais para aumentar a flexibilidade do sistema (IRENA, 2022). Além do armazenamento, o uso de fontes complementares de energia, como biomassa e gás natural, pode ajudar a equilibrar a intermitência das renováveis. Essas fontes podem ser acionadas rapidamente para atender à demanda quando a produção solar ou eólica é insuficiente. No entanto, seu uso deve ser limitado para minimizar as emissões de carbono (BLANCO; FAAIJ, 2018).

As redes inteligentes (*smart grids*) desempenham um papel essencial na integração de fontes renováveis. Estas redes usam sensores avançados, big data e inteligência artificial para prever a geração de energia e gerenciar a distribuição de maneira eficiente. Além disso, a modernização da infraestrutura de transmissão e distribuição é necessária para conectar fontes renováveis localizadas em áreas remotas aos centros urbanos (IEA, 2023).

Uma estratégia eficaz para reduzir os impactos da intermitência é a diversificação geográfica e tecnológica. A colaboração internacional pode acelerar o desenvolvimento de soluções inovadoras e viabilizar a integração de maiores volumes de renováveis, contribuindo para a segurança energética e a descarbonização global (IRENA, 2021).

A transição energética global exige uma combinação estratégica de investimentos em fontes renováveis de energia e em tecnologias emergentes, como o hidrogênio. Essa abordagem combinada não apenas aumenta a oferta de energia limpa, mas também promove soluções integradas para superar desafios relacionados à intermitência e à descarbonização de setores de difícil eletrificação.

O hidrogênio, especialmente na forma de hidrogênio renovável, produzido a partir da eletrólise da água alimentada por energias renováveis, é considerado um vetor energético promissor. Ele pode armazenar o excesso de geração de energia renovável e atuar como um

combustível limpo em aplicações onde a eletrificação direta não é viável, como na siderurgia, transporte marítimo e aviação (IRENA, 2022).

A integração das fontes renováveis e o hidrogênio cria uma sinergia importante para a descarbonização. Durante períodos de alta geração renovável e baixa demanda, o excedente de energia pode ser utilizado para produzir hidrogênio, evitando desperdício e aumentando a viabilidade econômica dos projetos renováveis (BOGDANOV et al., 2019). Além disso, o hidrogênio pode ser armazenado por longos períodos e utilizado quando a geração renovável é insuficiente, aumentando a estabilidade do sistema elétrico. Assim, têm crescido o interesse em investimento em plantas comerciais de hidrogênio para aplicações em diversos setores e outras aplicações, como a amônia.

Para implementar essa combinação, investimentos significativos em infraestrutura são necessários. Isso inclui a construção de parques solares e eólicos, plantas de eletrólise, sistemas de armazenamento de hidrogênio e redes de transporte e distribuição. Um estudo da IEA (2023) aponta que os investimentos globais em hidrogênio devem atingir USD 1 trilhão até 2030 para garantir sua integração eficaz com as renováveis. Os governos têm um papel crucial na promoção desse modelo combinado. Políticas como subsídios para eletrólise, tarifas de energia renovável e financiamentos para infraestrutura de hidrogênio têm sido implementadas em países como Alemanha, Japão e Austrália, acelerando a adoção dessas tecnologias (IRENA, 2022).

O investimento combinado em fontes renováveis de energia e tecnologias de hidrogênio representa um caminho robusto para alcançar as metas globais de descarbonização. Por meio de políticas públicas bem estruturadas, incentivos financeiros e avanços tecnológicos, essa integração pode proporcionar um sistema energético sustentável, resiliente e economicamente viável. Entretanto, apesar da enorme quantidade de projetos planejados (mais de 1.600 anunciados) em todo mundo, menos de um terço tem de fato atingido o estágio de investimento (BLOOMBERGNEF, 2024).

2.3 TECNOLOGIA DO HIDROGÊNIO

A capacidade instalada de eletrólise da água atingiu 1,4 GW no final de 2023, representando quase o dobro do registrado no final de 2022. Essa tendência de crescimento deve se manter, impulsionada por projetos anunciados que já alcançaram a Decisão Final de Investimento (*Final Investment Decision – FID*) ou estão em fase de construção, indicando que

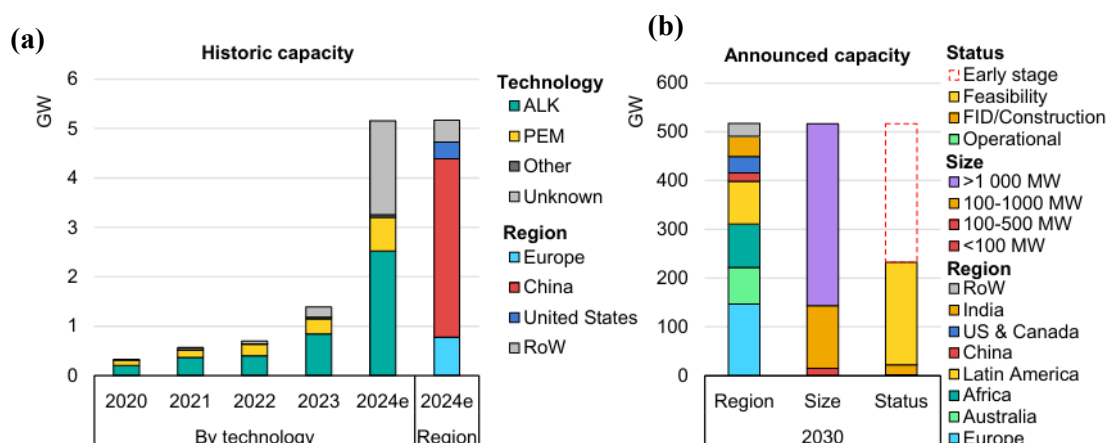
a capacidade global instalada pode chegar a 5 GW até o final de 2024. No entanto, até setembro de 2024, apenas 205 MW de nova capacidade entraram em operação (IEA, 2024b).

Em 2023, a China foi responsável por cerca de 60 % da capacidade global de fabricação de eletrolisadores, com previsão de atingir até 75 % em 2025 (S&P Global, 2024). Esse domínio se reflete em projetos expressivos como a planta de Kuqa, em Xinjiang: com 260 MW instalada, ela representou o maior projeto de eletrólise do mundo em 2023 IEA (2024b). Já a Europa e os Estados Unidos poderiam atingir 15 % e 6 %, respectivamente, da capacidade global instalada até o final de 2024, caso todos os projetos sejam concluídos no prazo. Na União Europeia, mesmo que todos os projetos sejam realizados dentro dos prazos, a capacidade instalada poderia atingir apenas 0,7 GW até o final de 2024, muito abaixo da meta intermediária de 6 GW estabelecida pela Estratégia de Hidrogênio da UE em 2020.

Quando o *Global Hydrogen Review 2023* foi publicado em setembro de 2023, os projetos em andamento ao redor do mundo indicavam um potencial de 175 GW de capacidade instalada de eletrólise da água até 2030, podendo chegar a 420 GW ao incluir projetos em estágios iniciais de desenvolvimento. Com novos anúncios realizados nos últimos 12 meses, as estimativas aumentaram para 230 GW de capacidade instalada até 2030, ou quase 520 GW considerando também os projetos em fases preliminares.

A distribuição regional deve apresentar mudanças significativas em relação ao cenário atual. Regiões com abundância de recursos renováveis, como América Latina e África, podem alcançar uma participação de 17 % cada, um salto considerável em comparação aos apenas 65 MW combinados atualmente. A Europa poderia representar mais de 25 % da capacidade global, enquanto a Austrália pode alcançar 15 %. Já a redução da participação da China em 2030 não deve ser interpretada como uma desaceleração no desenvolvimento de projetos ou diminuição do interesse, mas sim como reflexo da visibilidade limitada de projetos em andamento no país e do fato de que os anúncios geralmente são feitos apenas quando os projetos já estão em estágios relativamente avançados (IEA, 2024b).

Na Figura 2.8 (a) são apresentadas a capacidade instalada de eletrolisadores por tecnologia e região no período de 2020-2024e; na Figura 2.8 (b) a capacidade por região, tamanho da planta e status com base em projetos anunciados no cenário de 2030 (IEA, 2024b).



IEA. CC BY 4.0.

Figura 2.8² - (a) Capacidade instalada de eletrolisadores por tecnologia e região no período de 2020-2024e; (b) Capacidade por região, tamanho da planta e status com base em projetos anunciados no cenário de 2030. Fonte: IEA (2024b)

Entretanto, em vista dos levantamentos mais recentes, os valores estimados para 2030 não deverão ser atingidos. Após um período de grande entusiasmo, o mercado de hidrogênio renovável e as expectativas associadas entraram recentemente em uma fase de consolidação. Esse cenário ocorre devido aos elevados custos, à demanda limitada e à implementação ainda defasada de políticas de incentivo, fatores que têm dificultado sua ampla adoção. Os obstáculos enfrentados na implantação dos eletrolisadores, principal componente para a produção de hidrogênio renovável, refletem os desafios sistêmicos de expandir simultaneamente a oferta, a demanda e a infraestrutura necessária para esse mercado emergente (ODENWELLER; UECKERDT, 2025).

Após esta visão abrangente sobre a capacidade instalada da tecnologia do hidrogênio, é fundamental explorar em maior detalhe o processo de produção e as tecnologias associadas à eletrólise da água. A eletrólise é um método amplamente reconhecido por sua capacidade de gerar hidrogênio de forma limpa e sustentável, utilizando eletricidade para dividir a molécula de água em hidrogênio e oxigênio. Existem diferentes tipos de eletrólise, cada um com características específicas em termos de eficiência, custo e aplicabilidade que serão revistos nos próximos tópicos.

² Notas: ALK = eletrólise alcalina; PEM = eletrólise por membrana de troca de prótons; FID/Construção = decisão final de investimento e em fase de construção; RoW = restante do mundo; US = Estados Unidos; 2024e = estimativa de capacidade para 2024, baseada em projetos planejados para iniciar operações em 2024 e que pelo menos tenham alcançado a decisão final de investimento (FID). A categoria "Outras" tecnologias refere-se à eletrólise de óxido sólido, eletrólise por membrana de troca de ânions ou uma combinação de diferentes tecnologias. A unidade de medida utilizada é GW de entrada elétrica. Apenas projetos com um ano de início divulgado estão incluídos (IEA, 2024b).

2.3.1 Produção: Eletrólise da água

Na eletrólise, a eletricidade é utilizada para dividir a água (H_2O) em hidrogênio (H_2) e oxigênio (O_2), passando uma corrente elétrica por eletrodos em um sistema fechado. Esse processo envolve células eletrolíticas, componentes elétricos e outros elementos adicionais. O consumo de energia varia de acordo com a tecnologia utilizada, as condições de operação e as características construtivas das células. Existem diferentes tecnologias de eletrólise, como as de baixa temperatura (ALK, PEM, AEM) e alta temperatura como a SOE e outras, cada uma com vantagens e desvantagens específicas. Pesquisas contínuas buscam aprimorar a eficiência, a durabilidade e a viabilidade econômica dessas tecnologias, promovendo sua adoção mais ampla na produção de hidrogênio (FRANCO; GIOVANNINI, 2023).

Ainda de acordo com os autores (2023), a eletrólise é quimicamente descrita como a reação de divisão da molécula de água líquida. A variação de entalpia em condições padrão (ΔH°) da reação inversa à eletrólise de alta temperatura, ou seja, a combustão do H_2 , corresponde ao poder calorífico inferior (PCI) do hidrogênio, aproximadamente $33,3 \text{ kWh.kg}^{-1}$ (120 MJ.kg^{-1}).

A eletrólise da água é um processo não espontâneo, caracterizado por uma mudança significativamente positiva na energia livre (ΔG). Em um processo realizado a temperatura constante, a alteração na energia livre do sistema equivale à diferença entre a variação de entalpia (ΔH) e o produto da temperatura absoluta pelo aumento de entropia ($T \cdot \Delta S$).

A eletrólise alcalina implica na criação de um sistema multifásico gás-sólido-líquido, através da transferência de elétrons na superfície dos eletrodos (URSÚA; GANDÍA; SANCHIS, 2012). Seu princípio baseia-se no uso de dois eletrodos imersos em uma solução eletrolítica de hidróxido de potássio (KOH) ou hidróxido de sódio (NaOH). Durante o processo de eletrólise alcalina, uma fonte externa de energia fornece cargas negativas para o cátodo. Nesse ponto, os íons de hidrogênio (prótons) recebem elétrons, gerando o gás hidrogênio. Para manter o equilíbrio, os ânions liberam elétrons no ânodo, que retornam ao terminal positivo da fonte externa de energia, originando o gás oxigênio (ZENG; ZHANG, 2010). Na Figura 2.9 é apresentado o desenho esquemático do processo (GUERRERO; FISCHER; KRAUTZ, 2018).

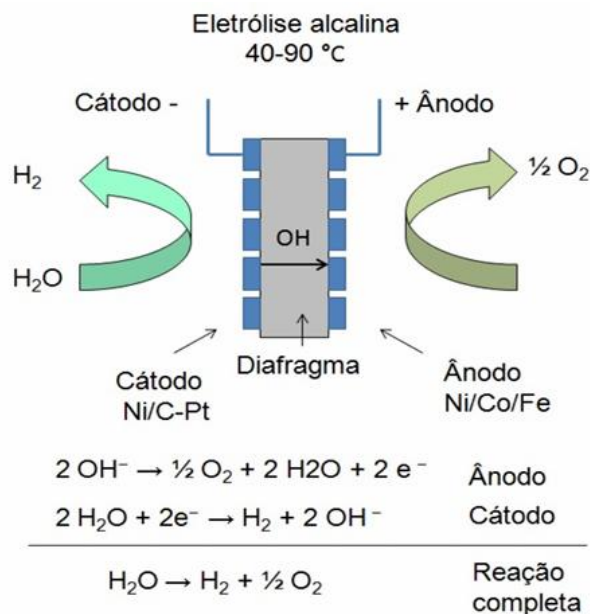


Figura 2.9 - Processo de eletrólise alcalina.
Fonte: GUERRERO; FISCHER; KRAUTZ (2018)

Assim como em outros tipos de eletrolisadores, os sistemas alcalinos necessitam da recirculação contínua do eletrólito aquoso de KOH (aproximadamente 30 % em peso) através dos componentes do *stack*. Esse processo gera uma queda de pressão, o que exige características específicas de bombeamento e pode impactar negativamente a eficiência do sistema. Embora essa perda geralmente represente menos de 0,1 % do consumo total de energia do *stack*, em alguns modelos de determinados fabricantes, esse valor pode ser significativamente maior. Além disso, alguns sistemas alcalinos operam sem periféricos de bombeamento, usando o efeito de circulação natural, o que pode simplificar a operação, mas também pode impactar a eficiência e a estabilidade do sistema (IEA, 2020).

Após sair do *stack*, a solução alcalina precisa ser separada dos gases produzidos, o que ocorre em separadores gás-líquido, posicionados acima do *stack*, a uma determinada altura. A solução aquosa de KOH retorna para o *stack*, enquanto os gases seguem para processamento. Além disso, a solução presente no separador também atua como um reservatório “buffer”, auxiliando na regulação das variações de carga durante a operação. A Figura 2.10 apresenta uma arquitetura padrão de um eletrolisador alcalino e seus principais subcomponentes (IEA, 2020).

Em termos de sustentabilidade e impacto ambiental, a eletrólise da água por PEM é um dos métodos favoráveis para a conversão de energia renovável em hidrogênio de alta pureza. Outra vantagem promissora da eletrólise da água por PEM inclui um design compacto, alta densidade de corrente (acima de 2 A cm^{-2}), alta eficiência, resposta rápida, operação em temperaturas mais baixas (20-100 °C), produção de hidrogênio (MILLET, 2011). Além disso, o balanceamento de plantas de eletrólise por PEM é muito simples, o que torna mais atraente para aplicações industriais. Na Figura 2.11 é apresentado o processo de eletrólise PEM (GUERRERO; FISCHER; KRAUTZ, 2018).

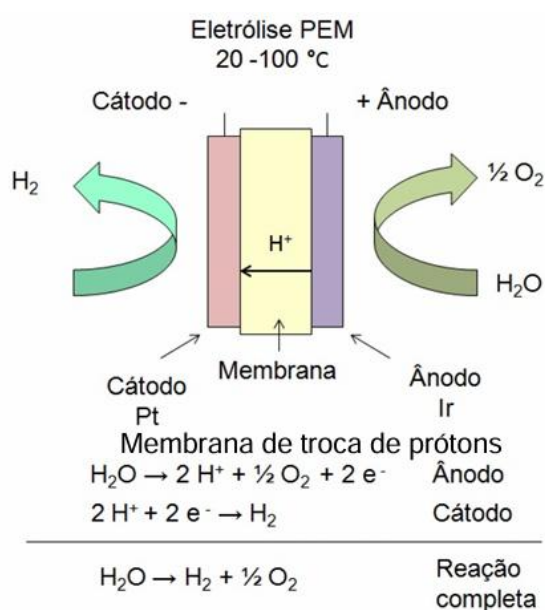


Figura 2.11 - Processo de eletrólise PEM.
Fonte: GUERRERO; FISCHER; KRAUTZ (2018)

Os eletrocatalisadores de última geração para a eletrólise PEM são metais nobres altamente ativos, como Platina (Pt)/ Paládio (Pd) na reação que ocorre no cátodo e Óxido de Iridio (IrO₂)/ Óxido de Rutênio (RuO₂) na reação que ocorre no ânodo, o que torna a tecnologia mais cara do que a eletrólise alcalina da água (CHENG et al., 2009). Portanto, um dos principais desafios na eletrólise da água com a tecnologia PEM ainda é reduzir o custo de produção e manter a alta eficiência (XU; SCOTT, 2010).

A eletrólise de óxido sólido (SOE - *Solid Oxide Electrolyzer*) tem despertado considerável interesse devido à conversão de energia elétrica em energia química, aliada à produção de hidrogênio com elevada pureza e com maior eficiência (XU; SCOTT, 2010). Operando em altas pressões e temperaturas entre 500-850 °C, a eletrólise do óxido sólido utiliza vapor d'água como agente. O processo de eletrólise de óxido sólido utiliza convencionalmente

os condutores O^{2-} , que são em sua maioria compostos de Zircônia (Zr) estabilizada com Níquel (Ni) (LIANG et al., 2009). O princípio de funcionamento é ilustrado na Figura 2.12 (GUERRERO; FISCHER; KRAUTZ, 2018).

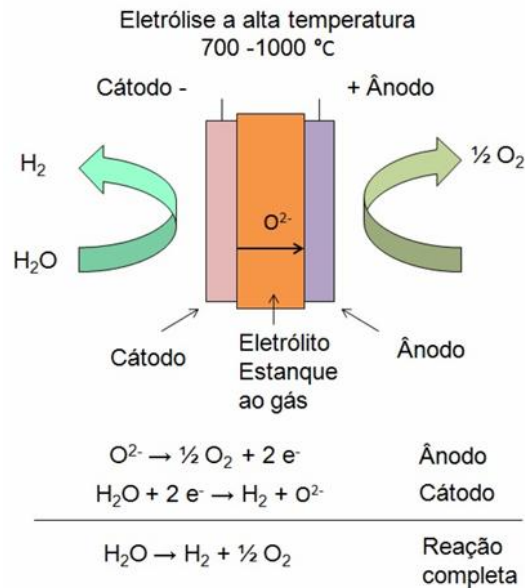


Figura 2.12 - Processo de eletrólise óxido sólido.
Fonte: GUERRERO; FISCHER; KRAUTZ (2018)

A tecnologia SOE, no entanto, ainda enfrenta desafios relacionados à falta de estabilidade e degradação, questões que demandam atenção antes de sua comercialização em larga escala (MOÇOTEGUY et al., 2013). Na Tabela 2.1 é apresentada as vantagens e desvantagens de cada tecnologia de produção de hidrogênio (RIEDEL, 2019); (SEBBAHI et al., 2024) (LAMAGNA et al., 2023).

Tecnologia	Alcalino	PEM	Óxido Sólido
Vantagens	Tecnologia madura	Alta densidade de potência	Alta eficiência (90–100 %)
	Longa vida útil	Alta eficiência em nível da célula	Alta pressão de trabalho
	Custo relativamente baixo	Bom em carga parcial	Sem uso de metais nobres
	Stacks em operação de mais de 1MW	Rápida resposta do sistema	
	Sem uso de metais nobres	Opera sob altas pressões	
	Custo efetivo	Alta pureza do gás	Permite operar tanto como eletrolisador quanto como célula a combustível, bastando inverter os fluxos, chamada de célula reversível (<i>Reversible</i>)

			<i>Fuel Cell ou rSOC – reversible Solid Oxide Cell).</i>
Desvantagens	Menor densidade de corrente	Custo alto dos componentes	Estágio de desenvolvimento
	Cruzamento de gases	Não provada alta vida útil	Apenas disponibilidade em pequena escala
	Ruim em cargas parciais	Alto custo da membrana de material nobre	
	Ciclo lento de parada/partida e carga	Catalisador precioso	Requisitos de alta temperatura operacional

Tabela 2.1 - Vantagens e desvantagens de cada tecnologia de produção de hidrogênio.
 Fonte: RIEDEL (2019); SEBBAHI et al. (2024); (LAMAGNA et al., 2023).

Na Tabela 2.2 estão reunidas as principais empresas e as especificações técnicas de seus produtos anunciados.

Fabricante	País	Potência (MW)	Tecnologia	Pressão de saída (barg)	Vazão de H ₂ assegurada (m ³ h ⁻¹)
NEL ASA	Noruega	0,5 - 2	PEM	30	100 - 400
		0,7 - 17	Alcalina	0,2	150 - 3.880
MCPHY	França	1 - 16	Alcalina	30	200 - 3.200
SUNFIRE	Alemanha	10	Alcalina	30	2.230
ACCELERA Zero	Estados Unidos	< 0,5	Alcalino	10 – 27,5	< 100
		1 – 2,5	PEM	30	200 – 500
JOHN COCKERILL	Bélgica	2,5 - 5	Alcalina	30	500 – 1.000
ENAPTER (Itália)	Itália	1	AEM	35	210
HYTRON	Brasil/ Alemanha	1 – 5	PEM	40	200 – 1.000
		5	Alcalina	20	1.000
PLUG POWER	Estados Unidos	1 - 5	PEM	40	200 – 1.000
ITM POWER	Reino Unido	2 - 20	PEM	30	400 – 4.000
OHMIUM	Estados Unidos	0,3 – 0,45	PEM	27 - 34	66 - 100
H-TEC	Alemanha	1 - 2	PEM	30	210 - 420
SIEMENS	Alemanha	5,5 - 110	PEM	30	1.100 - 22.000
THYSSENKRUPP NUCERA	Alemanha	20	Alcalino	0,3	4.000
NEXT HYDROGEN	Canadá	0,1 - 3	Alcalina	10	17 - 500
HALDOR TOPSOE	Dinamarca	100	SOEC	2	32.000
BLOOM ENERGY	Estados Unidos	1,2 - 50	SOEC	0,25	356 – 14.957

GUOFUHEE	China	1 – 5	Alcalina	16 – 32	200 – 1.000
LONGi	China	4 – 15	Alcalina	16	800 – 3.000

Tabela 2.2 - Fornecedores de eletrolisadores e dados de produção.
Fonte: Elaborado pela autora (2024)

Após explorar as principais tecnologias de eletrólise utilizadas na produção de hidrogênio, é crucial abordar os insumos necessários para viabilizar esse processo. A eletrólise da água requer dois elementos essenciais: água de alta pureza e eletricidade. A qualidade da água é um fator determinante para a eficiência e longevidade dos sistemas, exigindo frequentemente processos de purificação para remover impurezas que possam comprometer os eletrodos e as membranas. A eletricidade, preferencialmente proveniente de fontes renováveis, desempenha um papel central no custo e na sustentabilidade do hidrogênio produzido, influenciando diretamente a pegada de carbono do processo.

2.3.1.1 Insumos utilizados para produção

A produção de hidrogênio renovável ocorre por meio do processo de eletrólise, utilizando água e eletricidade como insumos fundamentais. A eletricidade utilizada é proveniente exclusivamente de fontes renováveis, como a energia solar, eólica e hídrica, garantindo um ciclo de produção ambientalmente sustentável. Durante o processo, a água desempenha um papel crucial, servindo como fonte para a obtenção de hidrogênio e oxigênio. Esse método não apenas gera hidrogênio de origem renovável, mas também contribui para a redução das emissões de carbono, alinhando-se aos objetivos de transição para uma matriz energética mais sustentável e eficiente (IRENA, 2020).

- Água

A água é um composto químico formado por dois átomos de hidrogênio e um de oxigênio. Ao utilizar a energia elétrica, é possível decompor essa molécula em seus constituintes, hidrogênio e oxigênio. A Equação 2.1 é a que governa esse processo (SILVA, 1991):



A Equação 2.1 é uma equação reversível onde ao inserir energia é realizada a quebra da molécula (reação endotérmica) de água e ao combinar o hidrogênio com o oxigênio energia é liberada (reação exotérmica).

Realizando um balanço de massa da Equação 2.1, é possível determinar que a cada 0,80 litros de água, obtém-se 1 Nm³ (normal-metro cúbico) de hidrogênio, equivalente a 89,87 gramas. Este consumo de água segue o equilíbrio estequiométrico da reação, no entanto, na prática, o consumo é maior e varia conforme as diferentes tecnologias de eletrólise disponíveis no mercado de eletrolisadores. A reação de quebra das moléculas de água ocorre nas células eletrolíticas, que são configuradas em série, formando os *stacks* (pilhas eletrolíticas), ou em paralelo (menos usual devido às elevadas correntes).

Quanto à qualidade da água, este é um fator crítico para a operação eficiente dos sistemas de eletrólise. Impurezas, como sais dissolvidos, íons metálicos e compostos orgânicos, podem comprometer a durabilidade das membranas e eletrodos, além de reduzir a eficiência do processo. Normalmente, utiliza-se água desmineralizada ou deionizada para minimizar a formação de depósitos e corrosão nos componentes internos do sistema (BECKER et al., 2023). Na Tabela 2.3, é possível encontrar o consumo de água nos *stacks* para as tecnologias tipo PEM e alcalina.

Tecnologia da eletrólise	PEM	Alcalina
Consumo de água potável (L.Nm ⁻³)	2,2 a 2,8	1,2 a 2,0
Consumo de água no <i>stack</i> (L.Nm ⁻³)	0,9	1,0
Qualidade da água de processo	Deionizada	Desmineralizada
Processo de tratamento da água	Osmose reversa e deionização	Osmose reversa
Fabricante e Modelo de Referência	Nel - M Series	Accelera Zero - HySTAT

Tabela 2.3 - Dados de consumo de água de eletrolisadores comerciais tipo PEM e Alcalino.

Fonte: Dados de fabricante (2024)

Ainda de acordo com a Tabela 2.3, existem dois tipos de consumo de água: o consumo de água potável e o consumo de água do *stack* (água de processo). O consumo de água potável ocorre antes dos processos de tratamento de água, resultando em parte da água sendo consumida durante a drenagem das impurezas removidas ao longo do tratamento. Por outro lado, o consumo de água pelo *stack* refere-se à quantidade consumida nas células eletrolíticas. Assim, observa-se que, para o eletrolisador tipo PEM, mais que o dobro da água consumida no processo de eletrólise é utilizada no tratamento da água potável, enquanto no eletrolisador alcalino, esse

consumo é praticamente a metade em comparação com a outra tecnologia, devido à menor pureza exigida pelo processo de eletrólise (KUMAR et al., 2024).

À medida que o desenvolvimento dos eletrolisadores avança e sua implementação em larga escala a longo prazo se intensifica, as limitações impostas pelas impurezas sobre a economia, o desempenho e a durabilidade dos eletrolisadores de baixa temperatura tornar-se-ão mais evidentes. Até o momento, essa é uma área pouco explorada.

- Eletricidade

Outro componente essencial no processo de eletrólise é a energia elétrica proveniente de fontes de baixa emissão de gás carbônico. A quebra das moléculas de água ocorre por meio de reações eletroquímicas nos eletrodos das células eletrolíticas. Em cada tecnologia, ocorrem reações distintas nos eletrodos positivos (ânodo) e negativos (cátodo) do eletrolisador. A Tabela 2.4 apresenta de forma detalhada as reações que ocorrem em cada eletrodo para as tecnologias PEM e Alcalino (KUMAR, 2019).

Tecnologia da eletrólise	PEM	Alcalina
Ânodo	$H_2O \rightarrow \frac{1}{2}O_2 + 2H^+ + 2e^-$	$2OH^- \rightarrow \frac{1}{2}O_2 + H_2O + 2e^-$
Cátodo	$2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2$	$H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + 2OH^-$
Íon de troca	H^+	OH^-
Temperatura de operação	40 a 90 °C	20 a 100 °C

Tabela 2.4 - Reações eletroquímicas nos cátodos e ânodos de eletrolisadores PEM e Alcalino.
Fonte: Adaptado KUMAR (2019)

De acordo com a Tabela 2.4, é possível observar que para a formação de uma molécula de gás hidrogênio são necessários dois elétrons. Portanto, a grandeza elétrica diretamente correlacionada à produção de hidrogênio pelas células eletrolíticas é a corrente elétrica, que representa o fluxo de elétrons. Para garantir que esse fluxo ocorra no ânodo e no cátodo, é necessária a aplicação de uma diferença de potencial elétrico. O valor desse potencial é determinado pela tensão mínima termodinâmica da reação (tensão termoneutra), a tensão devido às resistências ôhmicas de condução dos íons, a tensão devido à polarização dos eletrodos e a tensão resultante dos fenômenos de transporte de massa nas células. A soma de todas essas tensões forma a tensão de operação do *stack*. A representação gráfica da tensão mínima termodinâmica está presente na Figura 2.13 (MORI, 2013).

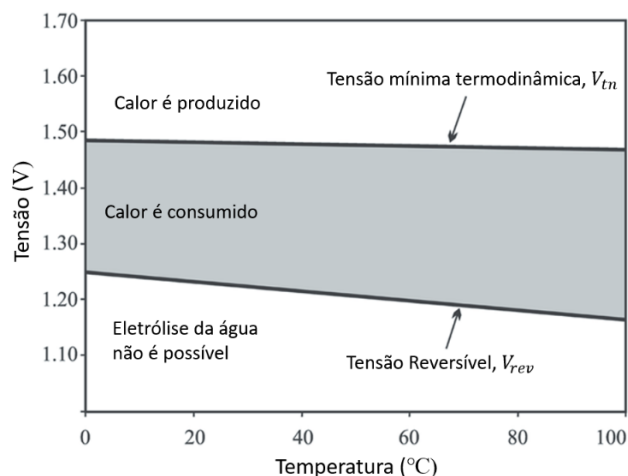


Figura 2.13 - Tensão mínima termodinâmica da eletrólise da água.

Fonte: MORI (2013)

A tensão mínima termodinâmica corresponde ao menor potencial elétrico necessário para promover a dissociação da molécula de água em seu estado líquido. A uma temperatura de 0 °C, esse valor é de 1,48 V (SILVA, 2014). Por outro lado, a região entre a tensão mínima termodinâmica e a tensão reversível indica a faixa em que a eletrólise da água pode ser realizada, porém no estado gasoso (vapor). A região abaixo da linha de tensão reversível é aquela onde não é mais viável realizar a eletrólise da água em nenhum estado físico, pois não há diferença de potencial suficiente para promover a reação.

Parâmetros como temperatura e pressão afetam diretamente a tensão de operação das células eletrolíticas. Na Figura 2.14 é apresentada a relação entre a tensão de operação, temperatura e pressão conforme BUTTLER (2018).

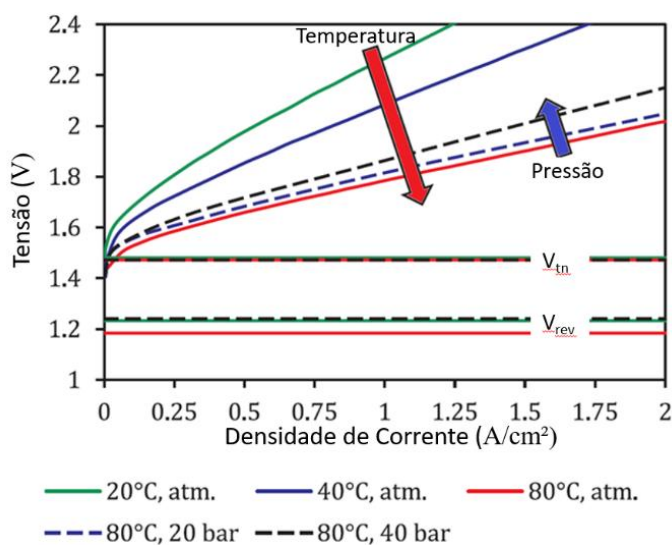


Figura 2.14 - Relação entre a tensão de operação com temperatura e pressão

Fonte: BUTTLER (2018)

Da Figura 2.14, pode-se afirmar que o aumento da temperatura influencia na queda da tensão de operação, enquanto o aumento da pressão resulta no aumento da tensão de operação, portanto um bom projeto é necessário para encontrar a faixa de pressão e temperatura ótima de operação para cada eletrolisador.

A partir da tensão de operação das células do eletrolisador é possível encontrar o consumo elétrico do *stack*, independentemente se a tecnologia é PEM ou alcalina. A Tabela 2.5, apresenta o consumo de energia elétrica do processo de eletrólise para diferentes tensões de operação (SILVA, 2014).

Eficiência do eletrolisador (%)	Consumo de energia elétrica (kWh.Nm⁻³ H₂)	Tensão de operação do stack (V)
100	3,57	1,48 (V _{tn})
95	3,76	1,56
90	3,97	1,64
85	4,20	1,74
80	4,46	1,85
75	4,76	1,97
70	5,10	2,11

Tabela 2.5 - Consumo elétrico e eficiência dos eletrolisadores
Fonte: SILVA (2014)

Além dos *stacks* eletrolíticos, as instalações de produção de hidrogênio renovável requerem vários outros componentes para a produção completa desse gás, incluindo o *stack*, retificador, sistema de arrefecimento dos *stacks*, sistema de fornecimento de água gelada, compressor de ar, sistema de purificação de gás, sistema de tratamento de água e sistema de controle e segurança. Todos esses componentes consomem eletricidade, contribuindo para o aumento do consumo energético das plantas de hidrogênio renovável.

Um estudo conduzido por Riedel (2019) analisou eletrolisadores comerciais com capacidade de produção de 20 Nm³.h⁻¹, concluindo que o consumo específico de energia elétrica para uma unidade geradora de hidrogênio, incluindo todos os componentes necessários, é de 5,50 kWh.Nm⁻³. Para plantas maiores, fornecedores como a Accelera Zero oferecem equipamentos que consomem 4,95 kWh.Nm⁻³ para eletrolisadores de até 500 Nm³.h⁻¹ de capacidade de produção, como os modelos do HyLYZER (ACCELERAZERO, 2024). Portanto, é correto afirmar que o consumo específico atual para plantas de produção de hidrogênio renovável que utilizam água potável como insumo varia de 4,95 a 5,50 kWh.Nm⁻³.

Essa faixa de valores tende a diminuir com o aprimoramento das tecnologias e dos materiais empregados nos eletrolisadores.

2.3.1.2 Maturidade Tecnológica a partir dos tipos de tecnologia

O cenário tecnológico da eletrólise da água ainda não atingiu um único design dominante, com tecnologias de eletrólitos em diferentes níveis de maturidade competindo atualmente, como indicado na Tabela 2.6. As pesquisas em andamento para cada tecnologia têm como objetivo aumentar a eficiência, utilizar materiais mais acessíveis, facilitar a produção em larga escala e promover a fabricação em massa de baixo custo (EPO; IRENA, 2022).

Tecnologia	Nível de Prontidão Tecnológica (TRL)	
Eletrólise Alcalina	Comercial	9
Eletrólise PEM	Comercial	9
Eletrólise Óxido Sólido	Pré-comercial/demonstração	7

Tabela 2.6 - Nível de Prontidão Tecnológica das Tecnologias de Eletrólise.
Fonte: EPO; IRENA (2022)

Dentre as tecnologias, os eletrolisadores alcalinos são mais difundidos devido à sua maturidade, baixo custo e grande capacidade de geração de hidrogênio. No entanto, em comparação com os eletrolisadores de membrana de troca de prótons (PEM), eles requerem o uso de hidróxido de potássio (KOH) ou hidróxido de sódio (NaOH), uma vez que o eletrólito depende de uma solução líquida. Por esta razão, o desempenho dos eletrolisadores alcalinos é governado pela concentração de eletrólitos e temperatura de operação (GAMBOU et al., 2022).

Nos últimos anos, o eletrolisador PEM alcançou maior comercialização e maturidade tecnológica devido à sua alta densidade de corrente, boa operação de carga parcial e alta pureza do gás (SABA et al., 2018), apesar de ter um custo pouco superior aos alcalinos. A SOE é uma tecnologia promissora que possui características específicas, tornando-a atrativa, mas ainda é considerada uma tecnologia emergente e, portanto, apenas um pequeno número delas foi instalado na prática.

Em 2022, registrou-se um aumento na capacidade instalada de eletrólise, atingindo 700 MW. Atualmente, a China lidera em capacidade instalada (cerca de 300 MW), seguida pela Europa (aproximadamente 180 MW). A distribuição das tecnologias de eletrolisadores alcalinos, PEM e outras tem permanecido relativamente estável nos últimos dois anos, com a tecnologia de eletrólise alcalina representando aproximadamente 60 %, seguida pela PEM, que

detém cerca de 30 %. Na China, a maior parte da capacidade de eletrólise instalada é composta pela tecnologia alcalina, enquanto a tecnologia PEM tem uma participação mais significativa na Europa e América do Norte.

Algumas barreiras, no entanto, precisam ser superadas para atingir a maturidade tecnológica das tecnologias de eletrólise. Os custos de produção são mais elevados em comparação com o hidrogênio derivado de combustíveis fósseis. A perspectiva de tornar o hidrogênio renovável mais acessível no futuro é impulsionada por alguns fatores-chave: o custo da eletricidade renovável, o fator de capacidade e custo dos eletrolisadores. O custo da geração de energia renovável está em declínio acelerado. Nos últimos 12 anos, o custo da energia solar fotovoltaica diminuiu quase 90 %. Os custos da geração de energia eólica *onshore* e *offshore* também tiveram reduções significativas, de 69 % e 59 %, respectivamente (IRENA, 2023b).

A análise da IRENA (2023b) sugere que, com as reduções nos custos dos eletrolisadores, aliadas a mais reduções nos custos de geração de energia renovável, o hidrogênio renovável poderia ficar competitivo com o hidrogênio de origem fóssil já na segunda metade desta década, em locais com condições favoráveis de recursos renováveis. No entanto, alguns desafios precisam ser superados.

2.4 DESAFIOS E OPORTUNIDADES

Conforme apresentado nos tópicos anteriores, o hidrogênio tem se consolidado como uma peça-chave na transição para uma economia de baixo carbono, oferecendo uma solução versátil para descarbonizar setores de difícil eletrificação, como a indústria pesada e o transporte de longa distância. No entanto, um dos principais desafios para sua ampla adoção está nos custos associados à produção, armazenamento, transporte e distribuição. Atualmente, a produção de hidrogênio renovável, obtido a partir da eletrólise da água utilizando eletricidade de fontes renováveis, apresenta um custo significativamente mais alto em comparação ao hidrogênio produzido a partir de combustíveis fósseis, como a reforma do gás natural. No caso do uso do processo de captura de carbono associado a este hidrogênio não renovável, seu custo final dependerá do quanto será gasto no processo de captura e estocagem do CO₂ produzido (IEA, 2021). Deve-se destacar que as diferenças de custos entre esses processos estão na produção do hidrogênio de mesma qualidade (pureza), pois os custos de armazenamento, transporte e utilização serão os mesmos em qualquer dos casos. Esse fato justifica o motivo deste trabalho estar exclusivamente focado na produção do hidrogênio.

O desenvolvimento de tecnologias mais eficientes, a redução dos custos das energias renováveis e o aumento da escala de produção são fatores essenciais para tornar o hidrogênio renovável competitivo nos mercados globais (IRENA, 2020).

Diante desse cenário, diversos estudos têm explorado projeções de custo para o hidrogênio a curto, médio e longo prazo, considerando avanços tecnológicos, políticas públicas de incentivo e a crescente demanda por soluções sustentáveis. Projeções da Agência Internacional de Energia indicam que, com investimentos estratégicos e o desenvolvimento de infraestrutura adequada, o custo do hidrogênio renovável poderá cair em até 60 % até 2050, tornando-o uma alternativa viável em larga escala (IEA, 2022).

Além disso, cenários futuros apontam para um papel crescente do hidrogênio na matriz energética mundial, com expectativas de que ele represente até 12 % do consumo global de energia até meados do século (DNV, 2022).

Para alcançar esses objetivos, será necessário um esforço conjunto entre governos, empresas e instituições de pesquisa para superar barreiras técnicas e econômicas, além da criação de um marco regulatório claro e incentivos financeiros que favoreçam a adoção do hidrogênio em larga escala (HYDROGEN COUNCIL, 2021).

Os próximos tópicos fornecem um panorama sobre os desafios e oportunidades relacionados aos custos do hidrogênio, contextualizando o cenário atual e futuro da sua aplicação no setor energético global.

2.4.1 Custos

De acordo com a Agência Internacional de Energia (2024b), o custo de instalação de eletrolisadores de água aumentou nos últimos anos devido à inflação, que impactou os custos de materiais e mão de obra, além de taxas de juros mais altas. Em 2023, o custo de capital de um eletrolisador instalado (incluindo o equipamento, tratamento de gás, balanceamento da planta, custos de engenharia, aquisição e construção, além de contingências) variou entre 2.000 USD.kW⁻¹ para eletrolisadores alcalinos e 2.450 USD.kW⁻¹ para os de membrana de troca de prótons (PEM).

Os eletrolisadores alcalinos fabricados na China apresentam um custo de CAPEX mais baixo do que os produzidos na Europa ou América do Norte, com preços variando entre 750 USD.kW⁻¹ e 1.300 USD.kW⁻¹ para um sistema instalado (IEA 2024b). Essas mudanças ressaltam os desafios econômicos associados à expansão da capacidade de produção de

hidrogênio, mas também destacam oportunidades para reduzir custos através de melhorias tecnológicas e fabricação em maior escala, especialmente em mercados como o chinês.

Na Figura 2.15 (a) é apresentado os custos de eletrolisadores na Europa e nos EUA e as projeções de cenários futuros. Já na Figura 2.15 (b) são apresentados os componentes que mais influenciam o CAPEX do eletrolisador PEM.

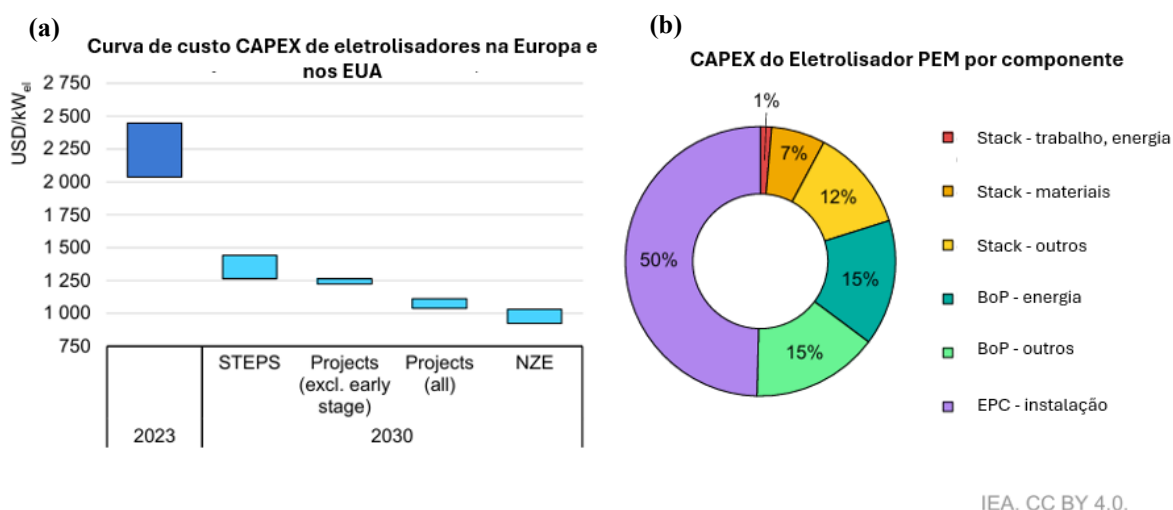


Figura 2.15 - (a) Custo do eletrolisador com base em projetos atuais e cenários futuros (b) desagregação dos custos por componente em 2023
Fonte: IEA (2024b)

Até 2030, a implantação em larga escala prevista no Cenário de Emissões Líquidas Zero (NZE) tem o potencial de reduzir significativamente os custos de produção de hidrogênio por eletrólise alimentada por plantas dedicadas de energia renovável, alcançando valores de LCOH em torno de 2 USD.(kg H₂)⁻¹. Esse custo estaria dentro da faixa de competitividade em relação ao hidrogênio produzido a partir de combustíveis fósseis, quando equipados com tecnologias de captura, utilização e armazenamento de carbono (CCUS).

Na China, a combinação de recursos solares de alta qualidade em determinadas regiões e o menor custo de capital (CAPEX) associado à eletrólise poderiam reduzir os custos para menos de 2 USD.(kg H₂)⁻¹, tornando o hidrogênio renovável ainda mais competitivo no mercado global. Já na América do Sul e na Índia, a configuração ideal para minimizar os custos de produção envolve uma matriz energética composta por energia eólica *onshore*, solar fotovoltaica ou outras fontes renováveis, proporcionando um alto fator de capacidade e melhor aproveitamento dos recursos naturais disponíveis (IEA, 2024b).

Além disso, o custo de produção a partir de energia eólica *offshore* pode atingir valores em torno de 3 USD.(kg H₂)⁻¹ ou menos até 2030 no norte da Europa e no sul da Patagônia, onde

fatores de capacidade elevados tornam a geração mais eficiente. Esses cenários mostram como a combinação de recursos naturais regionais e avanços tecnológicos pode viabilizar a produção de hidrogênio de baixo custo e acelerar a transição energética global (IEA, 2024b). Na Figura 2.16 é possível visualizar o custo de produção de hidrogênio a partir da sinergia da energia solar fotovoltaica e eólica *onshore* e de energia eólica *offshore* no cenário NZE até 2050.

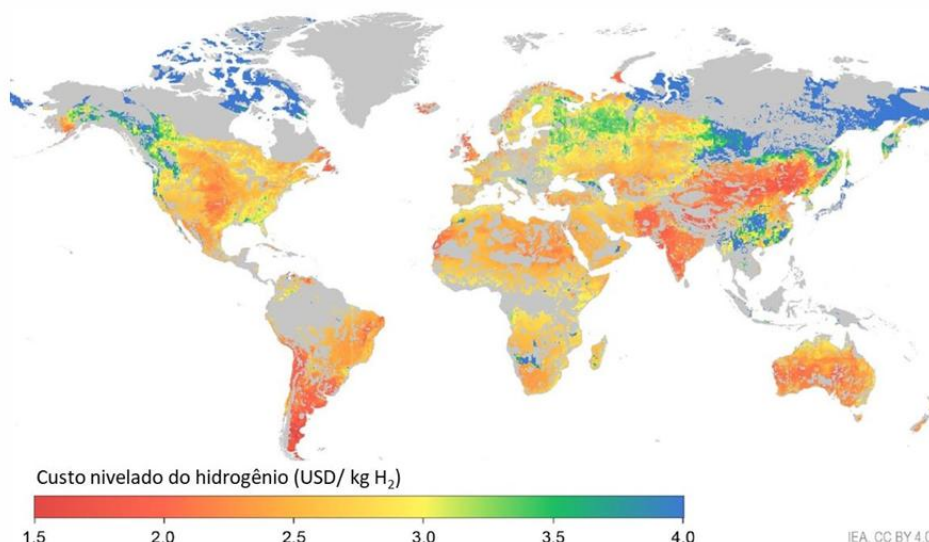


Figura 2.16 - Custo de produção de hidrogênio a partir da sinergia da energia solar fotovoltaica e eólica no cenário NZE até 2050
Fonte: Adaptado IEA (2024b)

Para o Brasil, o relatório publicado por Agora Industry (2024) aponta que mesmo considerando apenas o potencial eólico e fotovoltaico, será possível alcançar valores muito competitivos para o hidrogênio renovável até 2030. Os valores do LCOH para o Brasil em 2030 variam de 2.7 a 5.6 USD.(kg H₂)⁻¹, dependendo da região, disponibilidade de recursos e custos de armazenamento, conforme Figura 2.17.



Figura 2.17 - LCOH para produção híbrida solar fotovoltaica e eólica em regiões selecionadas do Brasil no cenário de 2030
Fonte: Agora Industry (2024)

O Sul e o Nordeste apresentam os LCOHs mais baixos do país. A região Sul se beneficia de ventos mais constantes, o que reduz a necessidade de armazenamento de hidrogênio. Nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul, o enorme potencial inexplorado para biometano e biogás representa uma oportunidade estratégica para complementar a matriz energética com fontes renováveis, contribuindo para a produção de hidrogênio de baixo carbono com maior estabilidade e previsibilidade operacional. Essas regiões têm capacidade para produzir até 120 milhões de m³.dia⁻¹, um volume comparável à produção de gás natural no pré-sal em 2021, sem considerar mercados concorrentes e outros parâmetros técnico-econômicos (SOARES, 2023).

É importante destacar que, ao considerar outras fontes renováveis para a produção de hidrogênio, como hidrelétricas e biomassa, os resultados podem variar. Isso é particularmente relevante para as regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, onde esses recursos estão amplamente disponíveis e podem complementar a geração de hidrogênio renovável. Já nas projeções para 2050, espera-se que o Brasil possa atingir valores de 1 a 1.35 USD.(kg H₂)⁻¹(PWC, 2024).

Assim, com a diversificação de recursos e o aproveitamento estratégico das complementaridades energéticas, o Brasil tem potencial para se tornar um líder global na produção de hidrogênio renovável, contribuindo para a transição energética e a descarbonização global.

2.4.2 Impacto do dimensionamento ideal da capacidade renovável em relação à eletrólise

De acordo com o relatório da Agência Internacional de Energia (IEA, 2024b), a maximização das taxas de utilização dos eletrolisadores é um fator crucial para reduzir o impacto do CAPEX no custo total de produção de hidrogênio em projetos de eletrólise baseados em fontes renováveis. Em projetos de conexão direta, uma abordagem eficaz para atingir esse objetivo é o superdimensionamento da capacidade de geração renovável em relação à capacidade instalada do eletrolisador. Embora essa estratégia implique um aumento nos investimentos de capital em infraestrutura de geração de energia, ela pode resultar em uma redução significativa nos custos totais da produção de hidrogênio, ao garantir uma operação mais eficiente e contínua dos eletrolisadores (IEA, 2024b).

Além disso, o dimensionamento ideal da capacidade de geração renovável em relação ao eletrolisador, combinado com soluções de *design* como sistemas híbridos, que integram energia solar fotovoltaica e eólica, e o uso de armazenamento de energia elétrica e hidrogênio, pode garantir um suprimento mais estável para os processos industriais. Essa abordagem também contribui para melhorar a eficiência operacional e a viabilidade econômica de processos subsequentes de síntese de hidrogênio (IEA, 2024b).

O modelo *Energy Transformation Pathway Optimization Suite* (ETHOS), da IEA analisou diversos projetos anunciados globalmente para determinar a relação ideal entre a capacidade de geração renovável e a capacidade do eletrolisador, com o objetivo de minimizar o custo nivelado de hidrogênio (LCOH) em cada região. Para a energia eólica *onshore*, o fator de dimensionamento ideal varia de 1,0, em locais com fatores de capacidade mais elevados, até 1,4 na Europa. Nos Estados Unidos e no Canadá, os valores são ligeiramente superiores, enquanto no Brasil o fator ideal pode variar entre 1,6 e 2,8, refletindo as condições locais específicas de geração e demanda (IEA, 2024b).

No caso da energia solar fotovoltaica, o fator de dimensionamento ideal situa-se entre 1,3 e 1,7 em regiões com radiação solar favorável, como o Chile, a África e o Oriente Médio. Em regiões como a Europa, esse fator pode alcançar 2,0 e, em algumas localidades da China, chegar a 2,4, conforme Figura 2.18. É importante destacar que essa otimização não considera outros possíveis usos da eletricidade renovável gerada pela mesma planta, o que pode resultar em uma relação maior de capacidade em projetos que planejam utilizar a energia excedente para outros fins, além da produção de hidrogênio. Um exemplo disso é o projeto *Puertollano Green Hydrogen*, da Iberdrola, que conta com uma capacidade de geração solar fotovoltaica de

100 MW para alimentar um eletrolisador de 20 MW, destinando o excedente de eletricidade para a rede elétrica local (IEA, 2024b).

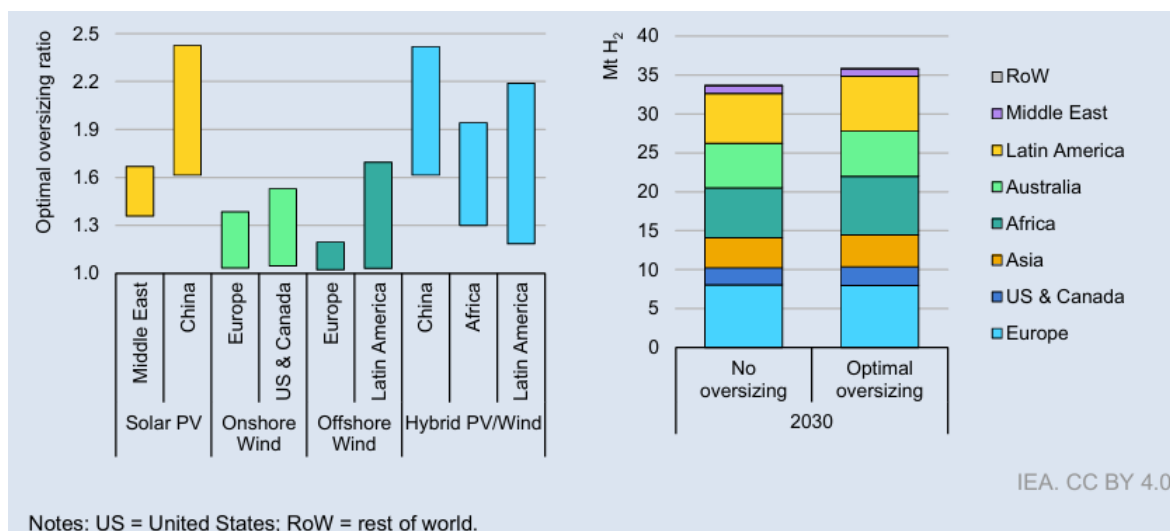


Figura 2.18 - Fator de dimensionamento ideal para regiões selecionadas e produção de hidrogênio renovável com base em projetos anunciados até 2030

Fonte: IEA (2024b)

Essa abordagem integrada é essencial para garantir que os projetos sejam técnica e economicamente viáveis, especialmente em mercados emergentes de hidrogênio renovável.

2.5 CENÁRIO FUTURO

Atualmente, a maior parte do hidrogênio é gerada a partir de combustíveis fósseis, mas a expectativa é que o H₂R se torne dominante. A IRENA (2022) prevê que esse tipo de hidrogênio pode representar até 60 % da produção global até 2050, com custos nivelados de produção caindo para 2 USD.kg⁻¹ em regiões com alto potencial renovável, como Brasil, Chile e Oriente Médio. Além disso, o hidrogênio derivado do gás natural com captura e armazenamento de carbono (CCUS), pode desempenhar um papel de transição em locais onde a infraestrutura de gás já está estabelecida.

O desenvolvimento de infraestrutura e mercados globais será essencial para integrar o hidrogênio na matriz energética. A IRENA (2023) estima que cerca de 30 % do hidrogênio produzido globalmente pode ser comercializado até 2050, com exportações de países com recursos renováveis abundantes, como Austrália e América Latina, para grandes mercados importadores, como Europa e Japão. No entanto, os desafios permanecem, incluindo altos

custos iniciais de infraestrutura, regulamentações globais harmonizadas e a eficiência energética em processos de produção e transporte. Neste contexto, é importante identificar o crescimento das políticas públicas, desenvolvimento de infraestruturas nos países e projetos em desenvolvimento.

2.5.1 Expansão global

Segundo a IRENA (2023), desde o lançamento da Revisão Global do Hidrogênio em 2022, quatro governos atualizaram suas estratégias para o hidrogênio, enquanto outros 15, principalmente de mercados emergentes e economias em desenvolvimento, adotaram novas estratégias nacionais para esse recurso. Ao todo, 41 governos, responsáveis por quase 80 % das emissões globais de CO₂ relacionadas à energia, já implementaram estratégias para o hidrogênio.

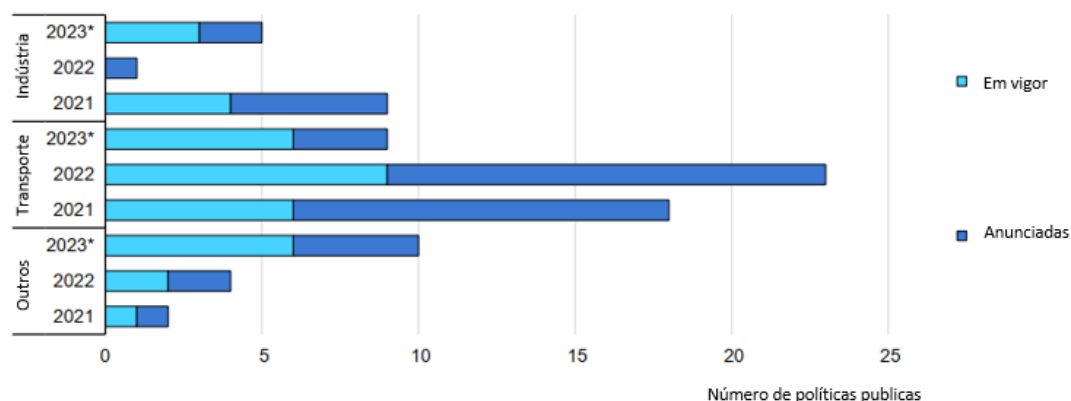
Impulsionada por metas ambiciosas de independência energética e descarbonização, a Índia está se consolidando como uma das líderes no desenvolvimento do hidrogênio renovável. A Missão Nacional de Hidrogênio Verde, lançada em 2023 com um orçamento de ₹ 19.744 crore (USD 2,37 bilhões), está fomentando projetos de hidrogênio renovável em diversos setores, incluindo mobilidade (rodoviária, ferroviária e aviação), transporte marítimo, siderurgia, mistura no gás de cozinha doméstico e fabricação de componentes essenciais, como eletrolisadores e cilindros, dentro da cadeia de valor do hidrogênio. Para apoiar essa transição, o governo indiano implementou incentivos tanto para a fabricação de eletrolisadores quanto para a produção de hidrogênio renovável, com o objetivo de alcançar 5 milhões de toneladas métricas de H₂ por ano até 2030 (ERNST; YOUNG LLP, 2024).

Os Estados Unidos adotaram a Estratégia e Roteiro Nacional de Hidrogênio Limpo, revisando sua abordagem para alinhar-se à produção sustentável de combustível de aviação (SAF), à produção de H₂ com CCUS e às energias renováveis. A Bélgica, a Alemanha, o Japão e a Coreia atualizaram suas estratégias existentes para o hidrogênio, e vários países, especialmente na Europa, estão em processo de revisão de suas estratégias. As novas e atualizadas estratégias indicam um aumento nas ambições globais para a implementação de tecnologias de hidrogênio, conforme evidenciado pelas metas governamentais para a produção de hidrogênio de baixas emissões, que agora variam de 27 a 35 Mt, comparadas com as 15 milhões de toneladas anteriores (IRENA, 2023).

Do lado da demanda, contudo, não houve um aumento de ambição, apenas dois desenvolvimentos significativos. Na União Europeia, houve um acordo político para estabelecer metas vinculativas para a utilização de combustíveis renováveis de origem não biológica (RFNBO) na indústria, nos transportes e na aviação até 2030, embora algumas metas fossem menos ambiciosas do que as propostas no pacote *Fit for 55* em 2021 (por exemplo, 42 % da demanda de hidrogênio a ser satisfeita com hidrogênio renovável, em comparação com uma meta inicial de 50 %) (IEA, 2023a; EUROPEAN COMMISSION, 2023).

No Japão, a Estratégia Básica para o Hidrogênio atualizada inclui uma meta de atingir 1 % do fornecimento de gás nas redes existentes com metano sintético até 2030 (METI, 2023).

A maioria das políticas de apoio à criação de demanda que foram anunciadas ou implementadas até o momento têm como foco aplicações de transporte (Figura 2.19), como subsídios para a compra de veículos com células a combustível hidrogênio (FCEVs) e para o desenvolvimento de estações de reabastecimento de hidrogênio. Embora a indústria e a refinação representem praticamente toda a demanda atual de hidrogênio, o número de políticas para criar demanda por hidrogênio de baixas emissões nesses setores é bastante reduzido (IEA, 2023).



IEA, CC BY 4.0.

Figura 2.19 - Políticas de apoio à criação da demanda que foram anunciadas ou implementadas até o momento

Fonte: IRENA (2023)

A Coreia do Sul introduziu o primeiro mercado de licitação de energia de hidrogênio do mundo, com os primeiros vencedores do concurso anunciado em agosto de 2023. A dinâmica do crescimento da demanda, aumento da oferta e desenvolvimento da infraestrutura de transporte implica que *hubs* de hidrogênio podem se desenvolver e se conectar em diferentes taxas. Até 2030, o comércio de hidrogênio de baixo carbono entre as principais regiões representa mais de 30 MtH₂eq (19 % do consumo global), impulsionado principalmente pela

descarbonização da demanda existente por amônia. À medida que a capacidade da infraestrutura de transporte permanece limitada, inicialmente devido aos prazos de execução, o comércio inicial ocorre principalmente entre regiões vizinhas (IRENA, 2023).

De modo geral, os projetos de H2R, embora promissores no contexto da transição energética para fontes mais limpas, estão sujeitos a diversos riscos de investimento. Esses riscos refletem não apenas a complexidade tecnológica, mas também as dinâmicas econômicas e regulatórias envolvidas. Um dos principais desafios reside na incerteza tecnológica, uma vez que a produção de hidrogênio renovável ainda está em estágios iniciais de desenvolvimento, carecendo de uma rota tecnológica consolidada (GESEL, 2021). Os investidores enfrentam riscos relacionados à maturidade técnica dos equipamentos, com possíveis aumentos nos custos e prazos de implementação, bem como a necessidade de lidar com as curvas de aprendizado associadas à nova tecnologia.

Além disso, os riscos regulatórios desempenham uma barreira importante a ser vencida. Mudanças nas políticas governamentais, subsídios e incentivos fiscais podem impactar significativamente a viabilidade econômica dos projetos de H2R. A estabilidade do ambiente regulatório é essencial para proporcionar um cenário propício aos investimentos a longo prazo. As flutuações nos preços da energia, especialmente no que diz respeito às fontes renováveis, também apresentam um desafio, influenciando diretamente a competitividade do H2R em relação a outras fontes de energia (IEA, 2023a). Diversos países estão se mobilizando neste quesito e implementando ações para reduzir esses riscos. Na Tabela 2.7 é possível observar as ações de algumas nações.

Política	País	Status	Descrição
Subvenções	Austrália	Em vigor	No Orçamento Federal de 2023-24, o governo anunciou o programa <i>Hydrogen Headstart</i> com AUD 2 bilhões (dólares australianos) (~USD 1,4 bilhão) para apoiar projetos de hidrogênio renovável em larga escala.
	Bélgica	Em vigor	Em outubro de 2022, o governo federal aprovou 6 milhões de euros (~USD 6,3 milhões) para apoiar o desenvolvimento de projetos siderúrgicos “verdes”, utilizando recursos do Plano de Recuperação e Transição Federal.
	Canadá	Em vigor	Em novembro de 2022, o governo concedeu 475 milhões de CAD\$ (~USD 365 milhões) à Air Products para apoiar o desenvolvimento de seu Complexo de Energia Net-Zero de Hidrogênio em Alberta.
	Canadá	Em vigor	O <i>Canadian Infrastructure Bank</i> lançou em setembro de 2022 o carregamento de veículos com emissão zero (ZEV) e hidrogênio Iniciativa de Infraestrutura de

		Reabastecimento, um programa de CAD\$ 500 milhões (dólares canadenses) (~USD 384 milhões) para acelerar a implantação pelo setor privado de carregadores ZEV em grande escala e estações de reabastecimento de hidrogênio.
Estônia		Em janeiro de 2023, o governo abriu um novo subsídio para promover a introdução do hidrogênio “verde” em sectores difíceis de eletrificar. O programa conta com um orçamento total de 49 milhões de euros (~USD 52 milhões) para o desenvolvimento de projetos que abrangem toda a cadeia de abastecimento de hidrogênio “verde”, com apoio máximo até 20 milhões de euros (~USD 21 milhões) por projeto.
União Europeia	Em vigor	Em novembro de 2022, a Comissão Europeia anunciou uma chamada de EUR 3 bilhões (~USD 3,2 bilhões) para apoiar projetos em larga escala com o objetivo de promover tecnologias inovadoras, incluindo aquelas relacionadas ao hidrogênio.
União Europeia	Em vigor	Após a aprovação do primeiro conjunto de Projetos Importantes de Interesse Comum Europeu (IPCEI) em julho de 2022, em setembro de 2022, o segundo IPCEI "Hy2Use" foi aprovado, e EUR 5,2 bilhões (~USD 5,5 bilhões) serão utilizados para financiar 35 projetos para a produção, armazenamento, transporte e utilização de hidrogênio renovável em aplicações industriais inovadoras.
Alemanha	Em vigor	Em 2023, a Comissão aprovou um subsídio direto de EUR 550 milhões (~USD 579 milhões) e um mecanismo de pagamento condicional de até EUR 1,45 bilhão (~USD 1,53 bilhão) para apoiar a ThyssenKrupp <i>Steel Europe</i> na descarbonização de sua produção de aço e acelerar a adoção de hidrogênio renovável.
Itália	Em vigor	Em abril de 2023, no âmbito do Quadro Temporário de Crise e Transição, a Comissão Europeia aprovou um esquema italiano de EUR 450 milhões (~USD 474 milhões) para apoiar projetos de produção de hidrogênio renovável em áreas industriais brownfield e em setores nos quais as emissões são difíceis de reduzir.
Itália	Em vigor	EUR 230 milhões (~USD 242 milhões) para apoiar a implementação de Estações de Abastecimento de Hidrogênio (HRS) em rodovias e EUR 300 milhões (~USD 316 milhões) para apoiar a implementação de HRS para aplicações ferroviárias.
Japão	Em vigor	Em 2023, a NEDO comprometeu-se com JPY 220 bilhões (ienes japoneses) (~USD 1,7 bilhão) para apoiar a próxima fase de um projeto de cadeia de suprimento de hidrogênio liquefeito entre Austrália e Japão.
Marrocos	Anunciado	Em 2023, a empresa química estatal do Marrocos, OCP, anunciou um investimento de USD 7 bilhões em uma planta de amônia que utiliza hidrogênio renovável como base.
Holanda	Em vigor	Em 2022, o Ministério de Assuntos Econômicos e Clima da Holanda liberou EUR 784 milhões (~USD 826 bilhões)

			em subsídios nacionais para projetos de eletrólise vinculados ao IPCEI Hy2Use.
	Nova Zelândia	Anunciado	No Orçamento de 2023 e no Roteiro Interino do Hidrogênio, foi anunciada uma Subvenção de NZD 30 milhões (dólares neozelandeses) (~USD 19 milhões) para Veículos Pesados Limpos destinada a veículos pesados de zero emissão, incluindo veículos pesados com células a combustível.
	Polônia	Em vigor	Em abril de 2023, a Comissão Europeia aprovou uma subvenção de EUR 158 milhões (~USD 166 bilhões) do governo da Polônia para apoiar o LOTOS Green H2, destinado à produção de hidrogênio renovável a ser utilizado no refino.
	Arábia Saudita	Em vigor	Em 2023, o governo comprometeu-se com USD 2,75 bilhões por meio do Fundo Nacional de Desenvolvimento e do Fundo de Desenvolvimento Industrial da Arábia Saudita para o projeto "verde" de hidrogênio e amônia da NEOM.
	Espanha	Em vigor	Em junho de 2023, o governo aprovou um adendo ao Plano de Recuperação e Resiliência da Espanha, que incluiu um aumento de quase EUR 5,5 bilhões (~USD 5,8 bilhões) em financiamento para o Projeto Estratégico de Recuperação e Transformação Econômica em Energia Renovável, Hidrogênio e Armazenamento.
	Espanha	Em vigor	Em abril de 2023, o governo aprovou financiamento de EUR 450 milhões (~USD 474 milhões) para apoiar um projeto de hidrogênio da ArcelorMittal para a produção de aço sustentável (" <i>green steel</i> ").
	Reino Unido	Em vigor	O governo do Reino Unido alocou 38 milhões de libras (~USD 47 milhões) para a engenharia básica e demanda (FEED) e os custos de capital (CAPEX) de 15 projetos de hidrogênio com baixas emissões de carbono.
	Estados Unidos	Em vigor	Em setembro de 2022, o governo abriu a convocação para os Núcleos Regionais de Hidrogênio Limpo, que inclui até USD 7 bilhões para estabelecer de 6 a 10 núcleos regionais de hidrogênio limpo.
Esquemas de licitação competitiva para produção de hidrogênio.	Dinamarca	Em vigor	Em 2023, a Comissão aprovou um esquema dinamarquês de EUR 170 milhões (~USD 179 milhões) para apoiar a produção de hidrogênio renovável.
	Índia	Em vigor	Em 2023, o governo aprovou INR 175 bilhões (~USD 2,2 bilhões) para o programa Strategic Interventions for Green Hydrogen Transition, que apoiará a produção doméstica de eletrolisadores e a produção de hidrogênio à base de energias renováveis. O esquema pode fornecer um incentivo com um teto máximo de INR 50/kg (USD 0,64/kg) para o primeiro ano, INR 40/kg (USD 0,51/kg) para o segundo ano e INR 30/kg (USD 0,38/kg) para o terceiro ano de produção.
	Holanda	Em vigor	Em 2023, a Comissão aprovou um programa de EUR 246 milhões (~USD 259 milhões) para apoiar a produção de hidrogênio renovável nos Países Baixos.
Incentivos	Canadá	Anunciado	Na Declaração Econômica de Outono de 2022 e no Orçamento de 2023, o governo anunciou diversos créditos

		tributários para apoiar a implementação de tecnologias de hidrogênio: - Crédito Tributário para Investimento em Hidrogênio Limpo para apoiar de 15 % a 40 % dos custos elegíveis de projetos para produção de hidrogênio, com um suporte maior para aqueles com intensidade de emissão inferior a 0,75 kg de CO₂/kg de H₂. O crédito tributário de 15 % foi estendido para a produção de amônia com baixo teor de carbono. - Crédito Tributário para Investimento em CCUS (Captura e Armazenamento de Carbono) para fornecer um crédito de 50 % para equipamentos associados a projetos de CCUS de ponto de origem, reduzindo em 2030 e 2040 para incentivar a adoção precoce. A proposta esteve em consulta pública até junho de 2023, e os detalhes sobre o design do crédito tributário de investimento são esperados em breve.
Egito	Em vigor	Em 2023, uma lei de incentivos para projetos de hidrogênio verde e seus derivados foi aprovada. De acordo com a lei, tais projetos receberão um incentivo de investimento em dinheiro variando entre 33 % e 55 % do valor dos impostos a serem pagos. Os incentivos também incluem a isenção de impostos sobre o valor agregado para equipamentos, matérias-primas e meios de transporte.
Estados Unidos	Anunciado	Como parte do Acordo de Recuperação e Resiliência (IRA), o governo dos Estados Unidos oferece um Crédito Tributário para Produção de Hidrogênio de USD 0,6 a 3 por kg de H ₂ , com base na intensidade de carbono da produção de hidrogênio.

Tabela 2.7 - Medidas políticas para mitigar os riscos de investimento em projetos de hidrogênio em vigor ou anunciadas desde agosto de 2022. Fonte: Adaptado IEA (2023a)

Contudo, investir em projetos de H₂R exige considerações cuidadosas sobre a disponibilidade e eficácia dessas infraestruturas, pois sua insuficiência pode limitar a escala e a eficiência operacional dos projetos. Em resumo, os riscos de investimento para projetos de H₂R são multifacetados, abrangendo desde desafios tecnológicos até questões regulatórias e de infraestrutura (GESEL, 2021). A mitigação desses riscos requer uma abordagem holística, envolvendo parcerias estratégicas, avaliação de cenários regulatórios e uma compreensão profunda das dinâmicas de mercado em evolução.

2.5.2 Estratégias nacionais

A produção de hidrogênio no Brasil decorre majoritariamente do processo de reforma a vapor do gás natural, sem a captura e estocagem do CO₂, resultando em hidrogênio não classificado como renovável. Esse H₂ é majoritariamente utilizado no setor petroquímico, na

cadeia de produção para o processo de hidrotratamento de gasolina, diesel e lubrificantes, garantindo a qualidade desses produtos. Outro método de obtenção de hidrogênio nesse setor é como subproduto no processo de reforma catalítica, o Hidrocraqueamento Catalítico (HCC), que possui o principal propósito de elevar a octanagem em correntes de nafta destinadas à fabricação de gasolina (EPE, 2022).

As refinarias são as maiores usuárias do H_2 , respondendo por cerca de 74 % do consumo total na indústria brasileira. Isso ocorre não só pela demanda crescente para o hidrotratamento de derivados de petróleo, impulsionada por regulamentações ambientais mais rigorosas, mas também pela inclusão mais recente de óleos vegetais no processo de refino (CNI, 2022).

No entanto, a produção de hidrogênio renovável tem despertado bastante interesse e as empresas e parcerias público privado têm fomentado o desenvolvimento deste setor. As primeiras iniciativas no Brasil surgiram em 1975, com a criação do Laboratório de Hidrogênio (LH2) da Universidade Estadual de Campinas, São Paulo (SILVA, 1992). Desde então, apesar da alternância entre períodos intensos de desenvolvimento e inovações e momentos de redução nas pesquisas, diversas iniciativas foram implementadas para impulsionar o avanço tecnológico da produção e utilização do hidrogênio no Brasil. Um dos marcos nesse processo foi a necessidade de estruturar soluções que permitissem a integração do hidrogênio e outras formas de armazenamento ao sistema elétrico nacional, garantindo maior estabilidade e eficiência no uso das fontes renováveis.

Nesse contexto, a Chamada Estratégica nº 21/2016 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), intitulada "Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro", surgiu como um passo fundamental para antecipar movimentos de mercado e mitigar os riscos associados à adoção dessas tecnologias. A iniciativa teve como objetivo viabilizar a integração sustentável de sistemas de armazenamento, promovendo a criação de uma base tecnológica robusta, fomentando a propriedade intelectual e impulsionando o desenvolvimento da infraestrutura produtiva no país (ANEEL, 2024a).

No total, foram submetidas 29 propostas de projetos, das quais 21 passaram pela avaliação inicial e 20 foram concluídas com êxito. Entre esses projetos, três se destacam por aplicarem a tecnologia do hidrogênio. Um deles foi desenvolvido pela Eletrobras e intitulado "Desenvolvimento de sinergia entre as fontes hidrelétricas e solar com armazenamento de energias sazonais e intermitentes em sistemas a hidrogênio e eletroquímico", executado pela empresa Base Energia Sustentável junto à UHE de Itumbiara e concluído em 2022 (ANEEL, 2024a).

Posteriormente, a planta de armazenamento de hidrogênio de Itumbiara, foco deste trabalho, desenvolveu um novo projeto no escopo do Programa de P&D ANEEL, intitulado "Desenvolvimento do serviço de O&M para plantas de hidrogênio verde", executado pela empresa BGEnergy e finalizado em 2024 (ELETROBRAS FURNAS, 2024). Além disso, um terceiro projeto voltado à tecnologia do hidrogênio está em andamento na mesma planta. Nomeado "Aplicação das tecnologias de SOFC e armazenamento de hidrogênio em estado sólido", este projeto está sendo executado pelo Parque Tecnológico de Itaipu (PTI) (ELETROBRAS FURNAS, 2022).

Ainda no contexto das iniciativas nacionais, entre 2022 e 2023, foram estabelecidos o Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2) e o Plano Trienal do Hidrogênio (H2), com o propósito de estruturar e coordenar ações estratégicas para o desenvolvimento da economia do hidrogênio no Brasil. Essas iniciativas visam fomentar a pesquisa, inovação e implementação de projetos, além de promover a atração de investimentos e a consolidação do país como um ator relevante no cenário global de hidrogênio sustentável (BRASIL, 2023).

Em agosto de 2024, o Brasil deu um passo significativo em direção à transição energética sustentável com a sanção da Lei nº 14.948, que institui o marco legal do hidrogênio de baixa emissão de carbono. Essa legislação estabelece a Política Nacional do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono, definindo princípios e objetivos para integrar o hidrogênio na matriz energética nacional, promover a pesquisa e o desenvolvimento tecnológico, além de incentivar investimentos no setor (BRASIL, 2024a).

A lei também cria o Regime Especial de Incentivos para a Produção de Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (Rehidro), que oferece benefícios fiscais para projetos relacionados à produção, armazenamento, transporte e distribuição de hidrogênio de baixa emissão. Adicionalmente, atribui à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) a competência para regular, autorizar e fiscalizar as atividades da cadeia de valor do hidrogênio no país (ANP, 2024).

Posteriormente, em 27 de setembro de 2024, foi sancionada a Lei nº 14.990, que institui o Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (PHBC). O programa visa fomentar a produção e o uso do hidrogênio de baixa emissão, estabelecendo metas para o desenvolvimento do mercado interno e aplicando incentivos para a descarbonização de setores industriais de difícil conversão, como siderurgia, fertilizantes e transporte pesado (BRASIL, 2024b).

Essas iniciativas posicionam o Brasil como um potencial líder na produção e utilização de hidrogênio de baixa emissão de carbono, alinhando-se às metas globais de redução de emissões de gases de efeito estufa e promovendo o desenvolvimento sustentável.

2.6 PLANTA DE HIDROGÊNIO DA UHE ITUMBIARA

A planta de hidrogênio renovável produzido a partir da sinergia das fontes solar e hídrica está instalada na Usina Hidrelétrica Itumbiara, situada aproximadamente nas coordenadas 18.4163° N de latitude e 49.1183° E de longitude. É um empreendimento da Eletrobras e foi instalada no escopo de um projeto de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PDI) da Chamada Estratégica da ANEEL nº 21/ 2016 (ANEEL, 2024b).

A UHE Itumbiara é uma das hidrelétricas da Eletrobras. A Eletrobras é a maior empresa de geração de energia elétrica brasileira, com capacidade geradora equivalente a 23 % do total da capacidade instalada do país. Cerca de 97 % da sua capacidade instalada vem de fontes com baixa emissão de gases de efeito estufa. A empresa é líder em transmissão de energia elétrica no Brasil, com 38,49 % do total das linhas de transmissão do SIN em sua rede básica (ELETROBRAS FURNAS, 2023)

A UHE Itumbiara, localizada no rio Paranaíba, na divisa dos estados de Goiás e Minas Gerais, conta com seis unidades em operação de potência nominal de 347 MW por unidade, totalizando uma capacidade instalada de 2.082 MW, representando grande importância para o SIN (ELETROBRAS FURNAS, 2023). A Figura 2.20 apresenta a planta de armazenamento de hidrogênio renovável (SOUZA RIEDEL, 2024).



Figura 2.20 - Planta de hidrogênio renovável instalada na UHE Itumbiara
Fonte: SOUZA RIEDEL (2024)

Além da utilização do reservatório como sistema de armazenamento de sazonalidades anuais, as intermitências da fonte solar são compensadas com a utilização dos sistemas de armazenamento com hidrogênio e baterias, respectivamente a médio prazo, no horizonte de meses, e a curto prazo, no horizonte de minutos, horas ou alguns dias (FURTADO JR., 2021).

Essa operação conjunta das duas fontes primárias de energia permite um melhor aproveitamento de ambas, resultando em uma eficiência maior do conjunto, com potenciais benefícios para a confiabilidade do sistema, para a redução de riscos de déficit hidrológicos e para a redução do custo de geração de energia, além de benefícios ambientais, pelo deslocamento de fontes termelétricas e, conseqüente, redução de consumo de combustíveis fósseis. Dentre as vantagens da utilização de sistemas de geração solar fotovoltaicos junto a usinas hidrelétricas, tem-se a utilização da infraestrutura já existente, como as subestações e linhas de transmissão, para escoar a energia produzida (FURTADO JR., 2021).

A planta solar fotovoltaica (UFV) de 800 kWp instalada na UHE Itumbiara conta com 2.052 painéis solares e 8 inversores. Os painéis fotovoltaicos foram instalados com uma inclinação de 14° em relação ao plano horizontal e com ângulo de azimuth nulo. Os painéis fotovoltaicos são do fabricante Trina Solar, modelo DE14H, com 390 Wp cada um, eficiência

de 19,7 %, com área de 1,98 m² e células solares monocristalinas, segundo os dados do fabricante. Os inversores de frequência são do fabricante SMA, com 75 kW e tensão de 380 V (FURTADO JR., 2021).

A planta de armazenamento de energia elétrica conta com uma estação solarimétrica EPE-Precisão para Parques de até 100 MW e dois piranômetros. O *Hydrogen Energy Storage System*, faz uso do hidrogênio para armazenar energia elétrica e é composto por três equipamentos, um eletrolisador com tecnologia alcalina com capacidade nominal de 51 Nm³/h a 27,5 barg de produção de hidrogênio, fornecido pela empresa Accelera Zero (by Cummings, ex Hydrogenics); um reservatório pressurizado de 30 m³ de volume físico e pressão máxima de operação de 27,5 barg (equivalente a 825 Nm³ de capacidade de armazenamento de hidrogênio), fornecido pela empresa brasileira Nitrotec; e um conjunto de células a combustível (CaC) capaz de gerar 300 kW de energia elétrica, fornecido também pela empresa Accelera Zero.

O *software* supervisor da planta de armazenamento de energia elétrica tem a função de monitorar e registrar os dados de operação dos equipamentos instalados na UHE Itumbiara. Entre as informações coletadas pelo sistema, destacam-se as grandezas elétricas da planta fotovoltaica, do eletrolisador, da célula a combustível e das baterias, além de variáveis essenciais como temperatura e pressão do reservatório de hidrogênio. Esses dados são essenciais para garantir o controle, a otimização e a análise do desempenho da planta (ELETROBRAS FURNAS, 2022b).

Além dos registros, o *software* também é responsável pelo monitoramento e controle de todos os equipamentos do projeto. É um *software* padrão SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*) instalado em um computador hospedeiro dedicado na sala de controle do projeto. A comunicação deste módulo com os equipamentos monitorados se processa por meio do protocolo Modbus TCP, um protocolo de comunicação de dados entre os mais utilizados em automação industrial (ELETROBRAS FURNAS, 2022b). A Figura 2.21 mostra esse sistema de monitoramento e controle.

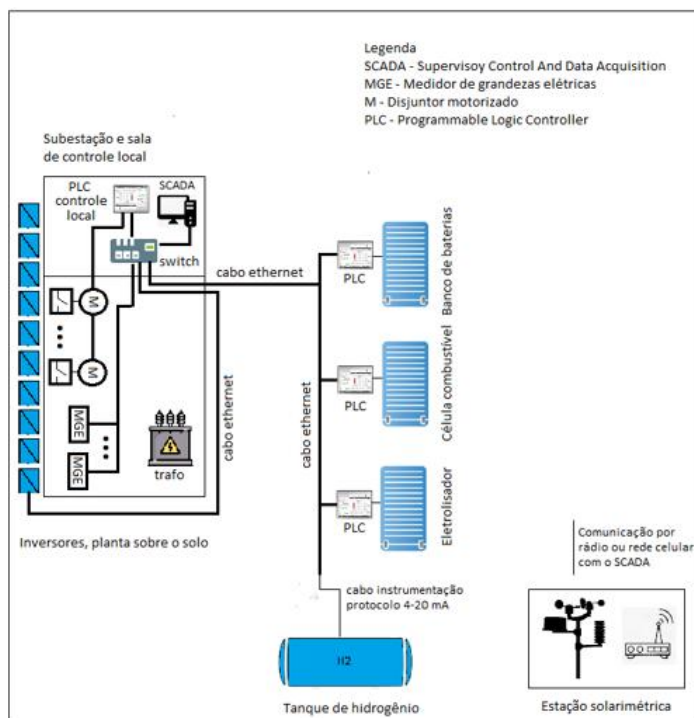


Figura 2.21 - Componentes do sistema de monitoramento e controle

Fonte: ELETROBRAS FURNAS (2022b)

2.6.1 Monitoramento dos inversores da planta solar e da estação solarimétrica

A planta solar fotovoltaica instalada no solo conta com 8 inversores, que possuem interfaces TCP/IP para comunicação através do protocolo Modbus. Esses inversores foram conectados em *daisy chain* e ligados a um *switch*, local onde os dados coletados a cada minuto são enviados ao sistema de monitoramento e controle. A Figura 2.22 apresenta o diagrama de comunicação dos inversores da planta solar (ELETROBRAS FURNAS, 2022b).

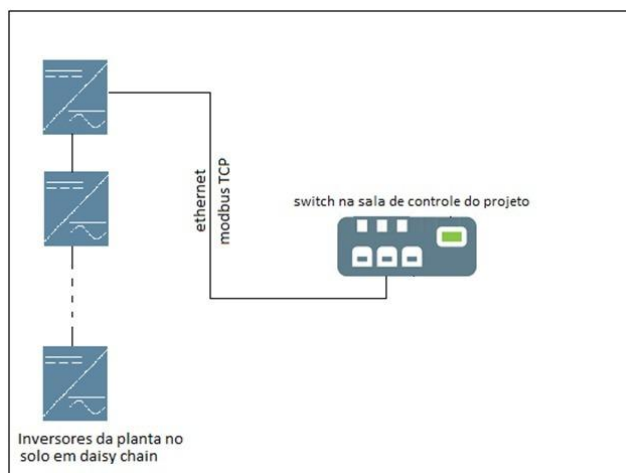


Figura 2.22 - Diagrama de comunicação para os inversores solares

Fonte: ELETROBRAS FURNAS (2022b)

O SCADA também coleta dados da estação solarimétrica. A estação conta com um *datalogger* com modem celular para transmissão de dados diretamente para um servidor de FTP. Os dados são enviados em arquivos padronizados, que são reconhecidos e processados pelo sistema de monitoramento. Desta forma, a interação entre o sistema de monitoramento e a base solarimétrica se dá através de arquivos de dados, onde a estação envia os arquivos para o servidor FTP e o sistema de monitoramento retira os arquivos deste servidor (ELETROBRAS FURNAS, 2022b).

2.6.2 Módulo de monitoramento do sistema de armazenamento de energia

Este módulo é responsável pelo monitoramento e controle local do sistema de armazenamento de energia, composto pelos equipamentos: eletrolisador, tanque de hidrogênio, célula a combustível e banco de baterias. Este módulo conta com um PLC (*Programmable Logic Controller*) para monitorar e controlar os equipamentos. Comandos e dados relativos ao sistema de armazenamento de energia podem ser acionados e visualizados pelos operadores tanto localmente, atuando sobre a IHM de cada equipamento, quanto remotamente, pela interface web do SCADA (ELETROBRAS FURNAS, 2022b).

Este módulo permite ao operador atuar sobre cada um dos componentes do sistema de armazenamento. Comandos do operador para componentes individuais são repassados para as unidades locais de cada componente. Os dados de cada componente são coletados por esse módulo e transferidos para o SCADA, para armazenamento no banco de dados e visualização na interface *web*.

Na interface *web* são apresentados todos os inversores da planta fotovoltaica, as plantas de armazenamento a bateria e hidrogênio, os medidores de grandezas elétricas e os disjuntores motorizados. As medições nesta tela são atualizadas a cada minuto. A Figura 2.23 apresenta a tela *dashboard*, onde os retângulos em branco representam os locais onde as medições de cada componente são apresentadas (ELETROBRAS FURNAS, 2022b).

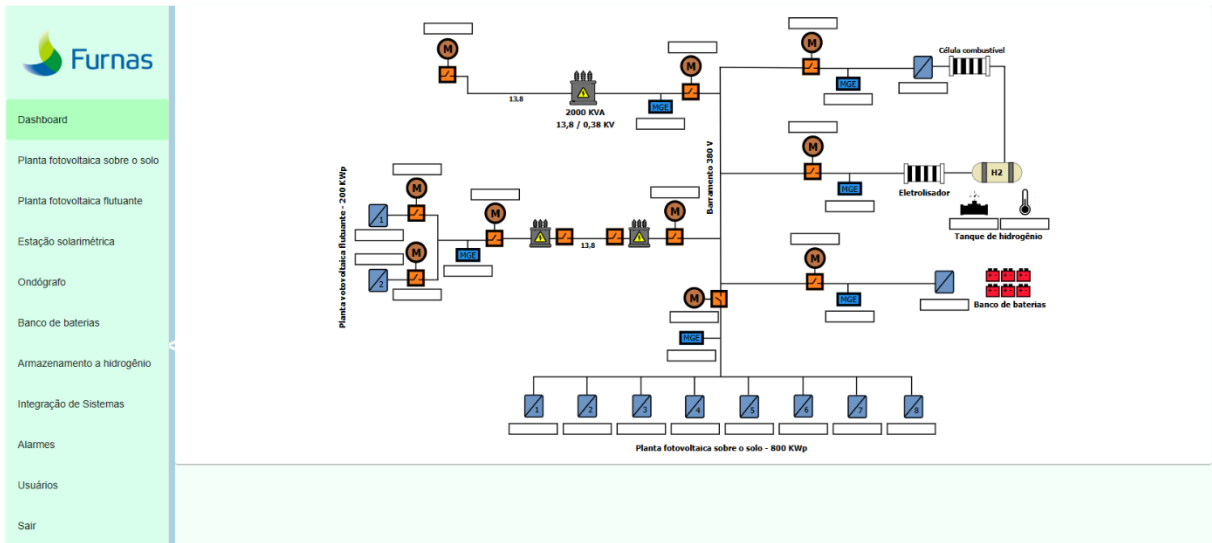


Figura 2.23 - Aba Dashboard
 Fonte: ELETROBRAS FURNAS (2022b)

Essas informações são essenciais para compreender o funcionamento da planta e garantir uma base sólida para a coleta de dados, possibilitando análises técnicas e econômicas mais precisas e embasadas ao longo do estudo.

3 METODOLOGIA

A metodologia base desta tese foi descrita no artigo de Riedel, A.B.B.S *et al.* (2024). No entanto, de forma a identificar o LCOH em plantas comerciais, foi realizada uma análise de cenário utilizando o fator de escala para ampliação da planta piloto de H₂ do estudo realizado por Furtado Jr em 2021. Assim, os procedimentos metodológicos desta pesquisa estão organizados na Figura 3.1 e nas seções que se seguem.

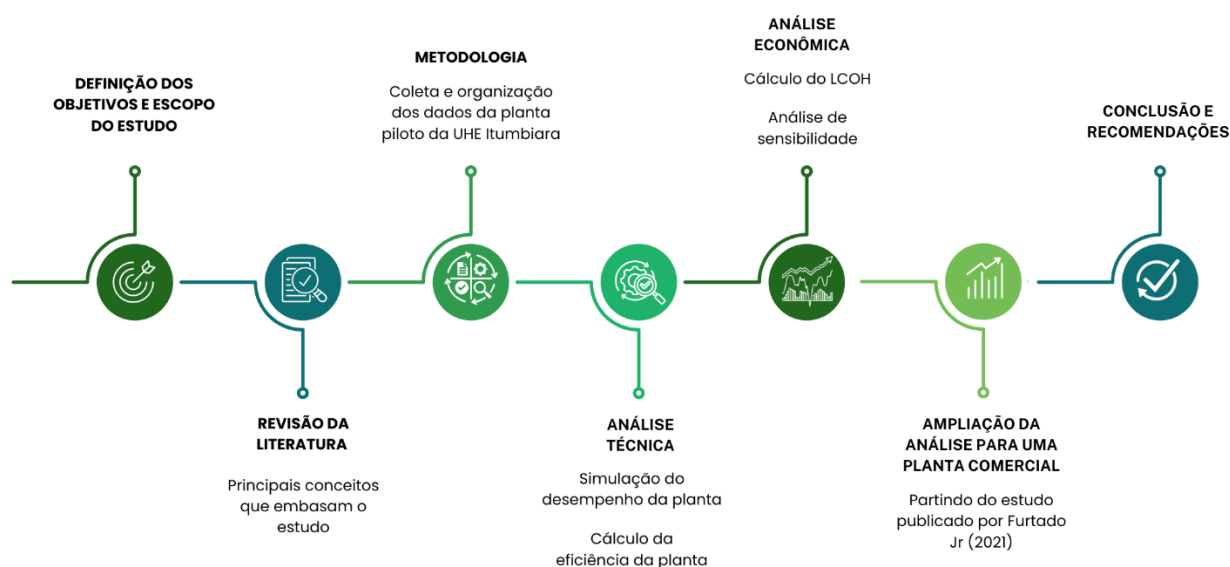


Figura 3.1 - Detalhamento dos procedimentos adotados para este estudo
Fonte: Elaborado pela autora (2025)

Como o objetivo deste trabalho é realizar a análise técnica e econômica da produção do hidrogênio, a partir da sinergia entre as fontes solar e hídrica, não foram analisados dados do tanque de armazenamento, célula a combustível e do banco de baterias dispostos na planta de armazenamento de energia elétrica. Logo, para o volume de controle do balanço de planta, a energia que entra no processo é a energia elétrica consumida pelo eletrolisador, enquanto a energia que sai do processo é o hidrogênio produzido, conforme Figura 3.2.

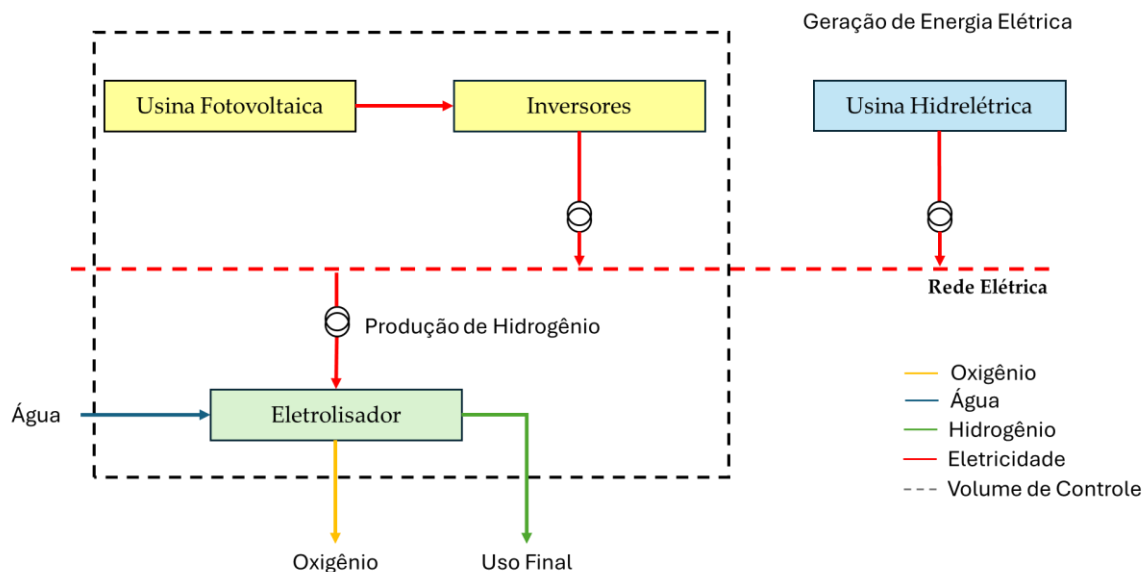


Figura 3.2 - Volume de controle do estudo.

Fonte: Elaborado pela autora (2025)

Um aspecto fundamental deste estudo é a avaliação do desempenho e a determinação do LCOH da planta piloto desenvolvida no âmbito do projeto de P&D. Os métodos de cálculo empregados nesta análise serão replicados para a avaliação de cenários em sistema de maior escala, levando em consideração as especificidades de eficiência e os parâmetros operacionais. Essa abordagem permite não apenas validar os resultados obtidos na planta piloto, mas também fornecer subsídios para a expansão da tecnologia em projetos de maior porte, contribuindo para uma análise técnica e econômica do sistema mais abrangente.

3.1 MODELAGEM PARA ANÁLISE TÉCNICA

Para se determinar o desempenho do sistema de eletrólise, é necessário calcular a eficiência do eletrolisador ($\eta_{\text{Eletrolisador}}$), que é dada pela relação entre a energia elétrica consumida pelo equipamento e a energia química do hidrogênio produzido, em um determinado intervalo de tempo (duração do ensaio). Nesse cálculo, é utilizado o poder calorífico superior (PCS³) para representar a energia total contida por unidade de massa do gás. A eficiência real pode ser determinada a partir do consumo específico, conforme descrito na Equação 3.1 (RIEDEL, 2019).

³ Para esta análise será considerada as condições padrão (25 °C e 1 atm)

$$\eta_{\text{Eletrolisador}} = \frac{\text{PCS} \cdot M_{\text{H}_2}}{\text{EE}} \cdot (100 \%) \quad (\text{Equação 3.1})$$

Onde:

PCS representa o poder calorífico superior em $\text{kWh} \cdot \text{kg}^{-1}$ ($\text{MJ} \cdot \text{kg}^{-1}$);

M_{H_2} é a produção de hidrogênio em kg obtida a partir dos dados medidos nos ensaios;

EE é o valor de consumo de energia elétrica em kWh do eletrolisador medido durante os ensaios;

Durante os ensaios, os consumos de energia elétrica foram medidos, e a produção de hidrogênio foi calculada com base no volume de gás produzido (V) em m^3 , na pressão (P) em Pa, na temperatura (T) em Kelvin e no fator de compressibilidade (Z) do gás nessas condições (ENGINEERING SOFTWARE, 2024). Com esses dados, a massa real de H_2 produzida em cada ensaio foi calculada utilizando a Equação 3.2.

$$M_{\text{H}_2} = \frac{P \cdot V \cdot 2,016 \cdot 10^{-3}}{8,314462 \cdot T \cdot Z} \quad (\text{Equação 3.2})$$

Dividindo o consumo de energia elétrica do eletrolisador pela massa de hidrogênio produzida no mesmo intervalo de tempo, obtém-se o valor do consumo específico do eletrolisador (q) para cada ensaio, conforme descrito na Equação 3.3.

$$q = \frac{\text{EE}}{M_{\text{H}_2}} \quad (\text{Equação 3.3})$$

Substituindo a Equação 3.3 na Equação 3.1, obtém-se a eficiência do eletrolisador, conforme apresentado na Equação 3.4.

$$\eta_{\text{Eletrolisador}} = \frac{\text{PCS}}{q} \cdot (100 \%) \quad (\text{Equação 3.4})$$

3.2 MODELAGEM PARA ANÁLISE ECONÔMICA

O custo do hidrogênio renovável, frequentemente referido como custo nivelado do hidrogênio (LCOH) (USD.kg^{-1}) depende de alguns fatores (IRENA; BLUERISK, 2023); (AGORA INDUSTRY; UMLAUT, 2023):

- componente de CAPEX, que depende do custo de todos os investimentos iniciais;
- custo médio ponderado de capital;
- fator de capacidade. Quanto mais tempo um eletrolisador estiver em uso, mais amplamente o componente de CAPEX é distribuído.
- Os gastos operacionais (OPEX) também são classificados como um dos principais fatores de custo. Em muitos estudos os custos com eletricidade são considerados parte do OPEX. No entanto, como são particularmente significativos, os custos com eletricidade são geralmente apresentados separadamente.

Portanto, neste estudo, o OPEX não inclui os custos com eletricidade, mas inclui os custos com água e com a manutenção do sistema. Os custos com água e com o tratamento da água são classificados como fatores de custo secundários. Segundo Tsotridis; Pilenga (2018), o tratamento da água consiste no armazenamento de água, bomba de alimentação de água, produção de água deionizada destilada.

Neste contexto, alguns estudos apontam que até 2030, é esperado que o custo total do hidrogênio renovável fique em torno de USD 1.54 por kg, dividido por eletricidade (USD 0.90 por kg), CAPEX (USD 0.27 por kg), água (USD 0.22 por kg) e OPEX (USD 0.14 por kg). A maior parte da redução de custos é atribuída à diminuição do CAPEX, impulsionada por uma combinação de inovação tecnológica e melhores economias de escala, à medida que a fabricação de eletrolisadores se intensifica. As despesas OPEX também diminuirão devido à melhoria na eficiência operacional (RETHINK ENERGY, 2022).

O relatório publicado pela IRENA; Bluerisk (2023) sugere que com as reduções nos custos dos eletrolisadores, aliados a maiores reduções nos custos de geração de energia renovável, o hidrogênio renovável poderia ficar competitivo equiparado ao hidrogênio de origem fóssil já na segunda metade desta década, em locais com condições favoráveis de recursos renováveis.

A metodologia de cálculo proposta neste estudo analisa economicamente a produção de hidrogênio. O cálculo da capacidade de produção anual do hidrogênio, P_{H_2R} , $\left(\frac{\text{kgH}_2}{\text{ano}}\right)$ por eletrólise é obtido através da Equação 3.5, onde é considerado o Fator de Capacidade (FC) (%),

a produção horária medida nos ensaios, $M_{H_2\text{hora}}$ em $\left(\frac{\text{kgH}_2}{\text{hora}}\right)$ e a quantidade total de horas no ano.

$$P_{H_2R} = FC \cdot M_{H_2\text{hora}} \cdot 8,760 \left(\frac{\text{horas}}{\text{ano}}\right) \quad (\text{Equação 3.5})$$

O CAPEX, de acordo com Hurtubia; Sauma (2021) é considerado o custo do capital investido, em função da produção do hidrogênio, em $\left(\frac{\text{USD}}{\text{kgH}_2}\right)$. Nesse estudo, este valor é obtido através da Equação 3.6, onde o CA $\left(\frac{\text{USD}}{\text{ano}}\right)$ que representa o custo de investimento anualizado necessário para a produção de hidrogênio, considerando a vida útil dos equipamentos e taxa de desconto, dividido pela produção anual (P_{H_2R}) descrita anteriormente, conforme apresentado na Equação 3.6.

$$\text{CAPEX} = \frac{\text{CA}}{P_{H_2R}} \quad (\text{Equação 3.6})$$

O custo total da eletricidade (C_{ET}) em $\left(\frac{\text{USD}}{\text{kgH}_2}\right)$ foi calculado utilizando a Equação Equação 3.7, que relaciona o preço da eletricidade (C_{EE}) em $\left(\frac{\text{USD}}{\text{MWh}}\right)$, que para a fonte hidráulica e grandes plantas de energia fotovoltaica foram obtidos através dos valores de leilão realizado no ano de 2022, com o consumo total de energia elétrica no ano (C_{TE}) em $\left(\frac{\text{MWh}}{\text{ano}}\right)$, o fator de capacidade da planta e a produção total de hidrogênio (P_{H_2R}) (HURTUBIA; SAUMA, 2021).

Para a planta fotovoltaica de pequeno porte instalada na UHE Itumbiara, o cálculo do Custo Nivelado de Energia (LCOE) foi realizado por meio da calculadora *Levelized Cost of Energy Calculator*, desenvolvida pelo *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*. Para garantir precisão na análise, foram inseridos parâmetros como vida útil da planta fotovoltaica, CAPEX, OPEX, taxa de desconto e inflação, onde foram considerados os valores médios para projetos de energia renovável, conforme as diretrizes do mercado e estudos do NREL (NREL, s/a).

$$C_{ET} = \frac{C_{EE} \cdot C_{TE} \cdot FC}{P_{H_2R}} \quad (\text{Equação 3.7})$$

O OPEX $\left(\frac{\text{USD}}{\text{kgH}_2}\right)$ são os outros custos relacionados ao empreendimento, que relaciona a mão de obra, serviços de manutenção de componentes e outras despesas. Neste estudo, o OPEX compreende o valor real da planta piloto em operação e é obtido pela Equação 3.8.

$$\text{OPEX} = \frac{\text{OPEX Anual}}{P_{\text{H}_2\text{R}}} \quad (\text{Equação 3.8})$$

O LCOH, apresentado na Equação 3.9, relaciona os custos totais, que envolve o custo unitário do CAPEX, o custo relacionado da eletricidade (C_{ET}) e o OPEX (HURTUBIA; SAUMA, 2021).

$$\text{LCOH} = \text{CAPEX} + \text{OPEX} + C_{\text{ET}} \quad (\text{Equação 3.9})$$

Após a descrição da modelagem técnica e econômica, foi essencial detalhar o levantamento de dados para garantir a precisão das análises e alcançar os objetivos do estudo. Esse processo incluiu a obtenção de informações operacionais sobre os sistemas envolvidos. Além disso, foram levantados dados econômicos, como custos de investimento (CAPEX), custos operacionais (OPEX) e o preço da eletricidade, fundamentais para a determinação do Custo Nivelado do Hidrogênio (LCOH).

4 LEVANTAMENTO DOS DADOS

Para a realização das análises técnica e econômica, foi fundamental a aquisição de dados operacionais dos sistemas. Esse processo foi conduzido por meio de duas abordagens: a utilização do software supervisor da planta (SCADA), apresentado no tópico 2.6, e o Controlador Lógico Programável (CLP) do eletrolisador. O CLP é responsável por monitorar e gerenciar variáveis como tensão e corrente elétrica aplicadas às células eletrolíticas, temperatura, pressão, fluxo de água e produção de hidrogênio e oxigênio. Ele recebe sinais de sensores instalados no eletrolisador, processa os dados em tempo real, permitindo o monitoramento e registro de históricos operacionais.

Também foi empregado um analisador de energia elétrica, modelo Fluke 1735 Power Logger (Figura 4.1), para confrontar se os dados apresentados no SCADA e CLP estavam em conformidade aos dados que saem de cada equipamento. O analisador de energia registra todas as grandezas elétricas da rede onde for instalado.



Figura 4.1- Fluke 1735 Power Logger.
Fonte: Fluke (2023)

Durante os ensaios de confrontação dos dados, foi verificado que as medições disponibilizadas pelos supervisórios estavam em conformidade com as medições realizadas pelo analisador de energia elétrica, sem apresentar discrepâncias significativas. Portanto, os dados utilizados neste estudo foram todos aquisitados diretamente dos supervisórios da planta e do eletrolisador.

4.1 PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

Conforme descrito no tópico 2.6, a planta solar fotovoltaica instalada na UHE Itumbiara é composta por 2.052 painéis solares, cada um com potência de 390 Wp e posicionados com 14° de inclinação, como mostrado na Figura 4.2. Os dados são enviados ao sistema de medição da planta, na sala de controle.



Figura 4.2 - Medição da inclinação dos painéis instalados na UHE Itumbiara
Fonte: Dados da pesquisa (2020)

O sistema de medição disponibiliza dados DC, AC, tensão, corrente, potência e outros parâmetros a cada minuto. Integram esse sistema duas estações meteorológicas, que fornecem dados de irradiação, vento e temperaturas. Para o cálculo da irradiação e da geração média da UFV, foram utilizados dados do ano de 2020 do SCADA, uma vez que, a partir de 2021, esse sistema apresentou falhas operacionais, resultando na ausência de registros para alguns meses do ano.

A primeira etapa no tratamento dos dados medidos consistiu no ajuste do fuso horário, uma vez que os registros são realizados com base no horário de Brasília (Hora Oficial). No entanto, para garantir a precisão das análises e a correta correlação com as condições operacionais locais, foi essencial converter os dados para o horário correspondente à localização da planta. Esse ajuste permite uma avaliação mais fiel do desempenho do sistema em relação às variáveis ambientais e operacionais, assegurando maior coerência nos resultados obtidos. A

Figura 4.3 mostra as posições da UHE de Itumbiara e da cidade de Brasília/DF, onde se pode ver que a primeira se localiza um pouco depois do meridiano 49° e a segunda um pouco antes do meridiano 48°.

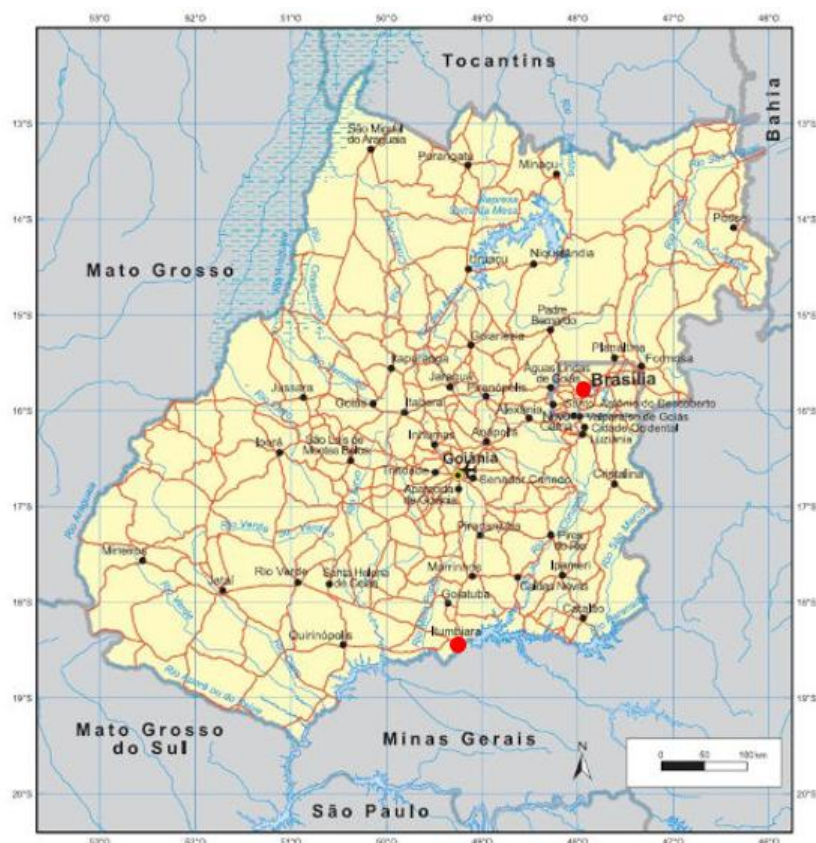


Figura 4.3- Mapa do Estado de Goiás, com a localização de Itumbiara e Brasília
Fonte: Dados da pesquisa (2020)

Tomando-se com precisão a longitude da localização da UHE Itumbiara ($-49^{\circ}07'05''$ ou $-49,11833^{\circ}$) e de Brasília ($-47^{\circ}55'46''$ ou $-47,929720^{\circ}$)⁴, procedeu-se ao cálculo da diferença de horários entre essas duas localidades:

- Diferença de longitudes: $-47,929720 - (-49,118333) = 1,188613^{\circ}$
- Diferença de 15° equivale a uma hora (60 minutos) $\Rightarrow 1,188613^{\circ}$ equivale a 4,75 min (≈ 5 min).

Como é usual, os equipamentos atuais de aquisição de dados permitem ajustes para se estabelecer os intervalos de tempo entre cada medição, sendo neste caso adotados intervalos de 1 minuto.

⁴ <https://dateandtime.info/pt/citycoordinates.php?id=3469058>, consultado em 22/10/2020.

Assim, foram realizados os cálculos do perfil da irradiação média anual para o ano de 2020 e o balanço de energia da geração fotovoltaica, disponíveis nos Apêndices A e B, respectivamente. Os resultados dos cálculos realizados estão apresentados na Tabela 4.1.

Planta solar fotovoltaica		
Parâmetro	Valor	Fonte
Irradiação média UHE Itumbiara	5,65 kWh.m ⁻² .dia ⁻¹	Calculado pela autora (Apêndice A)
Geração Média UFV	4.432 kWh.dia ⁻¹	Calculado pela autora (Apêndice B)

Tabela 4.1 - Dados da planta solar fotovoltaica

Conjuntamente foi realizado o levantamento técnico do sistema de eletrólise, considerando parâmetros fundamentais como consumo específico de energia, pressão de operação, eficiência do eletrolisador, tempo de troca dos *stacks* etc. Essas informações foram essenciais para a posterior análise da perda de eficiência ao longo do ano, permitindo avaliar o impacto de fatores operacionais no desempenho do sistema e identificar possíveis estratégias de otimização para mitigar essa degradação ao longo do tempo.

4.2 SISTEMA DE ELETRÓLISE

Para o balanço de energia em condição de produção máxima de hidrogênio pelo eletrolisador, foi utilizada uma quantidade máxima de horas que o eletrolisador pode operar durante o ano, a partir da sinergia das fontes hídrica na rede e da FV. A partir deste valor, foi quantificado o consumo elétrico e produção de hidrogênio pelo eletrolisador.

Durante o período de testes do sistema de eletrólise, foram coletados dados operacionais do supervisor do eletrolisador, incluindo informações sobre o consumo de energia elétrica e a produção de hidrogênio. No início da operação, em 10/09/2021, o eletrolisador funcionou por aproximadamente 7 horas, com uma potência média de 272 kW, produzindo um total de 359 Nm³ de hidrogênio (32,2 kg H₂). Esse desempenho resultou em um consumo específico de 59,31 kWh.kg⁻¹.

Com o objetivo de avaliar a perda de eficiência do eletrolisador ao longo dos anos, foram coletados novos dados em 08/10/2023. Nesse período, a potência média foi de 273 kW e o

eletrolisador operou pelo mesmo intervalo de 7 horas, com a produção totalizando 351 Nm³H₂ (31,5 kg H₂). Esse desempenho resultou em um consumo específico de 60,92 kWh.kg⁻¹. Um maior detalhamento dos dados está no Apêndice C.

Quanto ao fator de capacidade, no segundo projeto desenvolvido na planta da UHE Itumbiara pela BGEnergy, foram conduzidas operações contínuas para identificar pontos de falha do equipamento e definir os procedimentos de Operação e Manutenção (O&M) necessários para garantir um desempenho otimizado além de identificar o fator de capacidade para a planta piloto. Durante uma dessas operações, em fevereiro de 2023, foi estipulado que o eletrolisador deveria operar continuamente por aproximadamente 120 horas. Neste ensaio, o tempo total das atividades foi de 122,7 horas, das quais 87,4 horas corresponderam à operação efetiva do eletrolisador. Durante esse período, foram produzidos 4.372,6 Nm³ de hidrogênio, resultando em um fator de capacidade (FC) de 69,9 %. Na Tabela 4.2 e Figura 4.4 podem ser visualizados os resultados encontrados do ensaio.

Ensaio operação contínua – Fevereiro 2023		
Tempo total do ensaio	122,7	Horas
Tempo total de operação	87,4	Horas
Produção Máxima Teórica	6.255,6	Nm ³ H ₂
Produção durante o ensaio	4.372,6	Nm ³ H ₂
Fator de Capacidade	69,9 %	

Tabela 4.2 - Ensaio operação contínua – fevereiro 2023

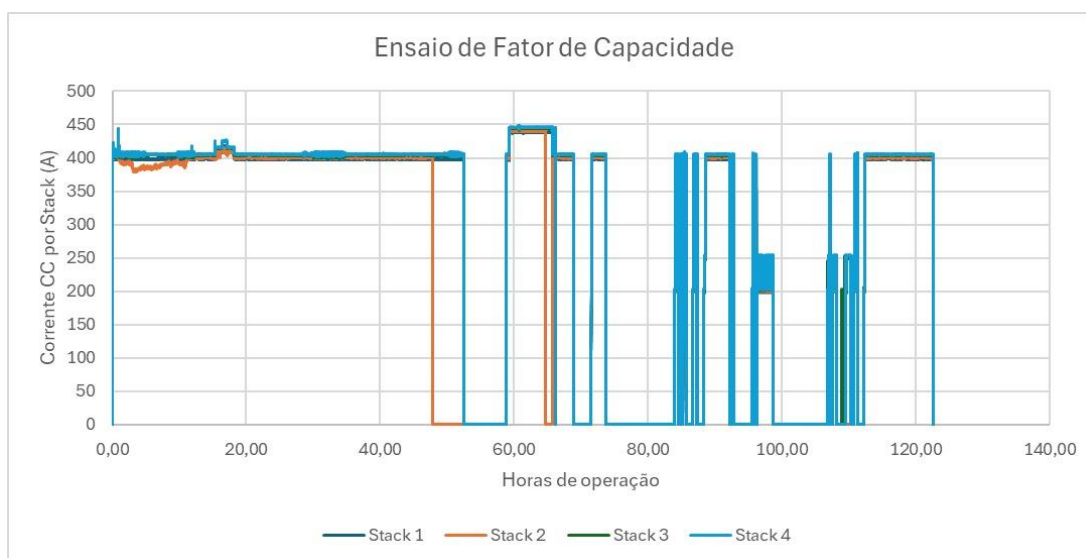


Figura 4.4 - Ensaio Operação Contínua e Fator de Capacidade
Fonte: Dados da pesquisa (2023)

Na Tabela 4.3 são apresentados os resumos das demais especificações técnicas do equipamento que foram utilizadas neste estudo. Alguns outros dados foram coletados dos *datasheets* fornecidos pelos fabricantes e cálculos foram realizados a partir dos relatórios de operação da planta de hidrogênio da Eletrobras.

Eletrolisador		
Fabricante	Accelera Zero	Dados do fabricante
País de origem	Bélgica	Dados do fabricante
Modelo	HySTAT-50	Dados do fabricante
Capacidade de produção	51 Nm ³ .h ⁻¹	Dados do fabricante
Pressão de saída	27,5 barg	Dados do fabricante
Consumo específico (set. 2021)	59,31 kWh.kg	Eq. 3.3 (Apêndice C)
Consumo específico (out. 2023)	60,92 kWh.kg	Eq. 3.3 (Apêndice C)
Grau de pureza do hidrogênio	99,995 %	Dados do fabricante
Vida útil do sistema de eletrólise	20 anos	Dados do fabricante
Tempo para troca dos stacks	10 anos	Dados do fabricante
Consumo de água no sistema	1,5 L.Nm ⁻³	Dados do fabricante

Tabela 4.3 - Dados técnicos do eletrolisador

Após o levantamento técnico do sistema de eletrólise, foi realizada o levantamento dos custos associados ao projeto, incluindo os custos com o CAPEX, que engloba os investimentos em equipamentos e infraestrutura, o custo da eletricidade proveniente das fontes fotovoltaica e hídrica, e o OPEX, que abrange os custos operacionais, mão de obra, manutenção e reposição de componentes. Esses dados são fundamentais para a posterior determinação do Custo Nivelado do Hidrogênio (LCOH) da planta piloto, permitindo avaliar e identificar oportunidades de otimização para a redução dos custos de produção.

4.3 LEVANTAMENTO DOS CUSTOS

Para a análise econômica, foram consultados os custos de investimento do sistema de produção de hidrogênio (CAPEX) divulgados nos relatórios do projeto piloto. Os equipamentos do projeto foram adquiridos no ano de 2019 com o USD no valor de R\$3,92. No entanto, para possibilitar uma comparação com a planta ampliada, cujos valores de energia elétrica mais

recentes são provenientes do Leilão de Energia Nova A-5 da ANEEL de setembro de 2022, todos os custos foram atualizados e referenciados a essa mesma data. Os custos de investimento estão disponíveis na Tabela 4.4.

Equipamento	Valor Investido	Fonte
Eletrolisador (abr/2019)	USD 1,450,664.59	Dados da pesquisa
Engenharia, Instalações e Comissionamento (abr/2019)	USD 561,517.73	Dados da pesquisa
Atualização dos valores para setembro de 2022		
Inflação Sobre Equipamentos da Indústria de Transformação (IPP abr/2019 – set/2022)	69,9 %	Fonte: IBGE (s/a)
USD (set/2022)	BRL 5.25	Fonte: Ideal Software (2022)
Eletrolisador (set/2022)	USD 1,839,413.76	Dados da pesquisa
Engenharia, Instalações e Comissionamento (set/2022)	USD 711,993.28	Dados da pesquisa
CAPEX Total (set/2022)	USD 2,551,407.04	Dados da pesquisa

Tabela 4.4 - Custos de investimento (CAPEX)

O custo de operação e manutenção (OPEX) é o custo para manter o equipamento em condições plenas de operação. O cálculo do OPEX foi realizado considerando todos os custos operacionais envolvidos na planta de hidrogênio, abrangendo diversos aspectos essenciais para a manutenção da eficiência e confiabilidade do sistema. Entre os principais itens avaliados, destacam-se os custos com mão de obra da equipe de operação, composta por dois profissionais por turno, totalizando três turnos diários para garantir um maior fator de capacidade. Além disso, foram contabilizadas as despesas associadas às manutenções preventivas e corretivas, incluindo ajustes de sensores, substituição de componentes e aquisição de ferramentas especializadas. Outro fator relevante foi o investimento contínuo em capacitação da equipe operacional, garantindo a qualificação necessária para a operação segura e eficiente do eletrolisador.

Adicionalmente, o cálculo do OPEX incluiu os custos com insumos consumíveis durante a operação do eletrolisador, tais como gases especiais para calibração de sensores, nitrogênio para purga das linhas de hidrogênio em cada parada do sistema e demais materiais

essenciais para o funcionamento seguro da planta. Também foram considerados os custos administrativos relacionados às atividades de operação e manutenção, bem como a substituição do *stack* do eletrolisador no décimo ano de operação, garantindo a continuidade da produção de hidrogênio dentro dos parâmetros de eficiência estabelecidos. De acordo com a literatura, a troca do *stack* no ano 10 equivale de 25-35 % do CAPEX total (AGORA, 2023) e, ao longo dos projetos, foram realizadas reuniões com o fornecedor (Accelera Zero) sobre este valor, onde o valor obtido foi de 40 % do CAPEX, apenas do eletrolisador. Assim, o valor utilizado no estudo, 40 %, contempla ambas as referências citadas, mas representa cerca do dobro do valor verificado em eletrolisadores PEM, como mostrado na Figura 2.15.

A inclusão desses fatores no cálculo do OPEX foi essencial para se estimar com precisão os custos operacionais do sistema ao longo de sua vida útil e possibilitar a tomada de decisões estratégicas quanto à viabilidade econômica do projeto. Neste estudo foi utilizado o valor real para um ano de operação da planta de hidrogênio, igual a USD 213,376.58 para as atividades descritas anteriormente. Os valores discriminados estão contidos nos relatórios da Eletrobras.

Parâmetro	Valor	Unidade	Fonte
Custo de troca dos <i>stacks</i>	USD 735,765.50	Custo no ano 10 da planta	Dados da pesquisa (2024)
OPEX	USD 213,376.58	USD por ano	Dados da pesquisa (2024)

Tabela 4.5 - Custo operacional (OPEX)

Para determinar os custos da eletricidade fotovoltaica, foi calculado o Custo Nivelado de Energia (LCOE) da planta de 800 kWp utilizando a calculadora do NREL, sendo todos os custos atualizados para o ano de 2022. O cálculo foi baseado nos dados de custos efetivamente incorridos no projeto, conforme detalhado no Apêndice D, garantindo uma avaliação precisa da viabilidade econômica da geração fotovoltaica no contexto do sistema analisado. Para a fonte hídrica, na ausência de um preço específico, o valor de referência foi obtido a partir do resultado do Leilão de Geração no Ambiente Regulado A-5, realizado em 2022 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2024b). É importante ressaltar que os leilões de geração de energia são conduzidos pela ANEEL, responsável por regular e fiscalizar o setor elétrico no país. A Tabela 4.6 apresenta os dados dos custos das fontes solar fotovoltaica e hídrica aplicados à planta piloto.

Custo da eletricidade		Fonte
Fonte Solar Fotovoltaica	72.00 USD.MWh ⁻¹	Dados do Projeto e NREL (Apêndice D)
Fonte Hídrica	52.92 USD.MWh ⁻¹	EPE (2022)

Tabela 4.6 - Custo da eletricidade no ano de 2022 (USD/MWh)

O custo da eletricidade já inclui o consumo total de energia da planta, abrangendo também o consumo de energia elétrica pelo bombeamento de água. O custo do terreno não foi considerado nos cálculos, pois a planta está instalada em uma área disponível dentro da UHE Itumbiara. Por outro lado, há ganhos, como o oxigênio gerado no processo de eletrólise, que também não foram incluídos nos cálculos.

Neste estudo, a fonte solar fotovoltaica é utilizada e complementada pela fonte hídrica em períodos de indisponibilidade, de forma a fornecer a energia elétrica por 24 horas, proporcionando a máxima operação do sistema de eletrólise. Além disso, para o cálculo do custo do hidrogênio, não foi considerado seu uso final, focando exclusivamente no LCOH. Dessa forma, o único componente incluído na análise é o eletrolisador, desconsiderando eventuais etapas de compressão, armazenamento, transporte ou aplicação final do hidrogênio.

4.4 CENÁRIO DE AUMENTO DA CAPACIDADE INSTALADA PARA PLANTA COMERCIAL

Para a análise do cenário de aumento da capacidade instalada, de forma a obter dados de uma planta comercial, foram consultados dados da literatura, além de adotadas algumas premissas de ampliação da planta piloto publicadas no estudo de Furtado Jr (2021).

Para quantificar o excedente de energia disponível ao longo do tempo em que a geração hidrelétrica supera sua mediana histórica, Furtado Jr (2021) considerou uma planta fotovoltaica com capacidade instalada de 1.646 MWp. Nesse contexto, assumiu-se que o excedente diário da FV seria aproveitado para suprir uma carga constante de 549 MW destinada à operação do eletrolisador. No entanto, como a geração solar é intermitente ao longo do dia, esse valor de 549 MW representa a média energética que pode ser sustentada ao longo de 24 horas, assumindo-se um esquema de gestão entre as fontes: a fonte hídrica é utilizada nos períodos de indisponibilidade da fonte FV de forma a manter o eletrolisador operando de forma contínua, caracterizando um sistema integrado de carga e descarga entre as fontes.

Para o dimensionamento dessa planta de hidrogênio, utilizando como referência os equipamentos do projeto de P&D, as capacidades máximas requeridas para cada equipamento e os fatores de escala, pelo qual os equipamentos devem ser ampliados, são apresentados na Tabela 4.7.

Premissas	Projeto	Ampliação	Fator de Escala	Fonte
Planta FV	800 kWp	1.646 MWp	2.057	Adaptado de Furtado Jr. (2021)
Eletrolisador	270 kW	549 MW	2.034	Furtado Jr. (2021)

Tabela 4.7 - Premissas adotadas para o dimensionamento da planta ampliada

De forma a obter o LCOH e realizar a análise de sensibilidade dos parâmetros que mais influenciam no custo do H₂ da planta ampliada, foram consultados os custos de investimento do sistema de produção de hidrogênio (CAPEX) de eletrolisadores alcalinos divulgados no “*Global Hydrogen Review 2024*” da IEA (2024b). Neste estudo, foi considerado para cálculo a média de valor dos eletrolisadores chineses, variando entre USD 750.kW⁻¹ a 1,300kW⁻¹, incluindo equipamentos, tratamento de gases, balanço de planta, custos de engenharia, aquisição e construção, além de contingências. Para o custo de operação e manutenção (OPEX) foi utilizado a média de 2 a 4 % do valor total do CAPEX (DELOITTE, 2021). Nas Tabelas 4.8 e 4.9 são apresentados os resumos das premissas que foram utilizadas neste estudo. Estes dados foram coletados dos relatórios citados anteriormente; outros cálculos e balanço de energia foram realizados a partir da base solarimétrica instalada na planta.

Planta solar fotovoltaica		
Parâmetro	Valor	Fonte
Irradiação média Araporã/ MG	5,65 kWh.m ⁻² .dia ⁻¹	Calculado pela autora
Geração Média UFV	9.304 MWh.dia ⁻¹	Calculado pela autora (Apêndice E)

Tabela 4.8 - Dados da planta solar fotovoltaica

Parâmetro	Valor	Fonte
Custos de investimento (CAPEX)	1,025.00 USD.kW ⁻¹	IEA (2024b)
Custo de Operação e Manutenção (OPEX)	3 % CAPEX.ano ⁻¹	Deloitte (2021)

Consumo de eletricidade do Sistema / Eficiência	51,5 MWh.t ⁻¹ / 76,5 %	Deloitte (2021); U.S. Energy (2022)
Produção de H ₂	10,67 t.h ⁻¹	Calculado pela autora (Apêndice E)
Custo de troca dos stacks	25 % – 35 % CAPEX	AGORA (2024)
Vida útil do sistema de eletrólise	20 anos	Dados do fabricante
Tempo para troca dos <i>stacks</i>	10 anos	Dados do fabricante
Fator de capacidade	69,9 %	Dados da pesquisa

Tabela 4.9 - Dados do Sistema de eletrólise

Embora o fator de capacidade utilizado tenha sido obtido a partir de ensaios experimentais na planta piloto de H₂ instalada na UHE Itumbiara, ele pode ser utilizado para cenários de maior escala, considerando que, mesmo nas condições atuais, já se parte de um valor elevado. Isso demonstra que a operação da planta, mesmo em pequena escala, foi capaz de alcançar níveis significativos de produtividade, o que indica que, com o devido dimensionamento, atuação de equipe de O&M especializada e adoção de tecnologias mais avançadas auxiliando no trabalho em campo, o fator de capacidade poderá ser mantido ou até ampliado em projetos de maior porte, contribuindo diretamente para a redução do custo nivelado do hidrogênio (LCOH) do empreendimento.

Como trata-se de uma planta ampliada, com grande capacidade de geração de hidrogênio, os custos da eletricidade fotovoltaica e hídrica, foram obtidos os valores dos resultados dos Leilões de Energia Nova A-5 no ano de 2022 da ANEEL, sendo estes os valores mais recentes disponíveis, conforme Tabela 4.10 (EPE, 2022).

Custo da eletricidade		Fonte
Fonte Solar Fotovoltaica	32.65 USD.MWh ⁻¹	EPE (2022)
Fonte Hídrica	52.92 USD.MWh ⁻¹	EPE (2022)

Tabela 4.10 - Custo da eletricidade (USD/MWh)

O valor apresentado refere-se à planta instalada em solo. Em caso de ampliação, caso a empresa de energia opte por utilizar a área do reservatório, os custos associados à geração de eletricidade tenderão a ser mais elevados.

O armazenamento não será considerado neste estudo, pois a capacidade de estocagem de hidrogênio varia significativamente conforme sua aplicação. Por exemplo, se o hidrogênio for destinado ao armazenamento de energia elétrica, a infraestrutura necessária seria extremamente robusta, podendo até superar o custo da própria eletrólise. Por outro lado, quando utilizado na produção de amônia, o hidrogênio pode ser consumido quase imediatamente após a produção, com o armazenamento sendo realizado na forma de amônia, que é uma opção consideravelmente mais econômica. Portanto, devido a essas variações de aplicação e custo, o armazenamento não será incluído na análise.

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

A análise técnica e econômica da planta piloto de hidrogênio instalada na UHE Itumbiara envolve diversos fatores interligados. No aspecto técnico, parâmetros como irradiação e geração da planta solar fotovoltaica, dados técnicos da operação do eletrolisador foram determinantes para analisar o desempenho do sistema. Por outro lado, o cálculo do custo nivelado do hidrogênio é crucial para avaliar a competitividade econômica da planta, considerando custos de capital, operacionais e de energia elétrica. Além disso, a realização de uma análise de sensibilidade permite identificar variáveis críticas e avaliar o impacto de diferentes cenários econômicos e técnicos no LCOH, fornecendo *insights* para decisões estratégicas de planejamento e investimentos para plantas de maior escala.

Assim, neste capítulo está apresentada uma abordagem detalhada para a análise técnica e econômica da planta piloto, com foco no cálculo do LCOH e na análise de sensibilidade. Além disso, foi calculado o LCOH no cenário de ampliação da planta. O objetivo é fornecer uma visão abrangente sobre os principais fatores que afetam sua competitividade econômica em diferentes condições. Ao final, as conclusões derivadas desta análise contribuirão para orientar estratégias de otimização e investimentos no setor, promovendo a expansão sustentável da economia do hidrogênio.

5.1 ANÁLISE TÉCNICA

Inicialmente, foi realizado um balanço energético da planta de hidrogênio renovável, identificando o consumo de cada fonte de energia (solar fotovoltaica e hídrica) pelo eletrolisador. A Figura 5.1, apresenta o perfil de geração solar fotovoltaica da UHE Itumbiara, onde parte da geração solar fotovoltaica é consumida pelo eletrolisador e parte é injetada na rede elétrica. A fonte hídrica é utilizada nos períodos de indisponibilidade da fonte fotovoltaica. Conforme descrito no capítulo 4, foram utilizados os dados da estação solarimétrica para a simulação coletados do supervisor SCADA, devido à maior precisão estatística, permitindo a obtenção de médias anuais.

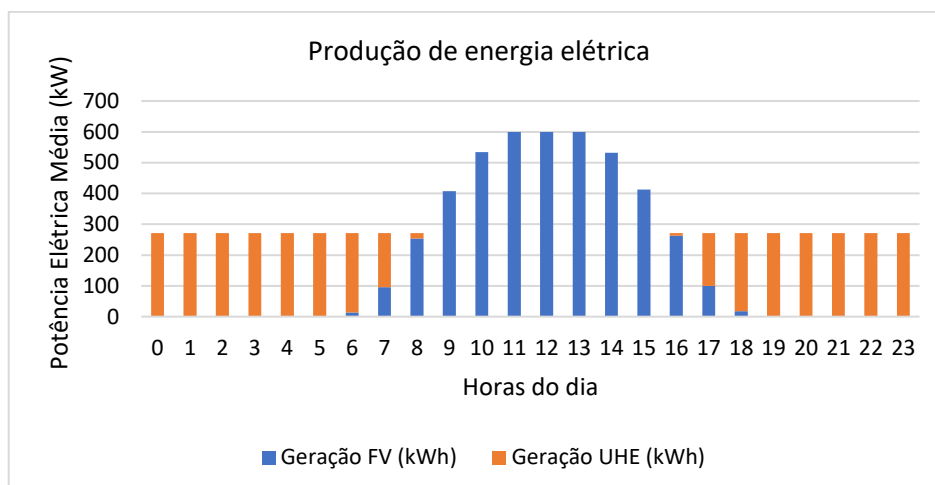


Figura 5.1 - Participação de cada fonte na geração de energia elétrica da planta

Neste projeto piloto umas das fontes renováveis de energia elétrica é a radiação solar, a qual é convertida em energia elétrica a partir da planta fotovoltaica de 800 kWp. Cabe ressaltar aqui que a potência máxima de 600 kW se deve ao limite dos 8 inversores de 75 kW, enquanto a complementação hídrica até 270 kW se refere ao consumo máximo do eletrolisador. Assim, a fonte hídrica foi utilizada nos períodos de indisponibilidade da fonte solar fotovoltaica mantendo o suprimento constante de energia para o eletrolisador.

Na Figura 5.2 é apresentado o perfil de irradiação, I , que incide sobre a área da UFV da UHE Itumbiara. Estes dados foram coletados do SCADA a partir das informações da estação solarimétrica para o ano inteiro de 2020, cujo valor da $I_{média}$ é de $5,65 \text{ kWh.m}^{-2}.\text{dia}^{-1}$. A estação solarimétrica fornece dados detalhados sobre a radiação solar, essenciais para a análise do potencial de geração de energia solar. No entanto, a curva de geração dos painéis solares instalados não estava disponível, resultando em uma discrepância entre os dados solarimétricos e os dados reais dos painéis.

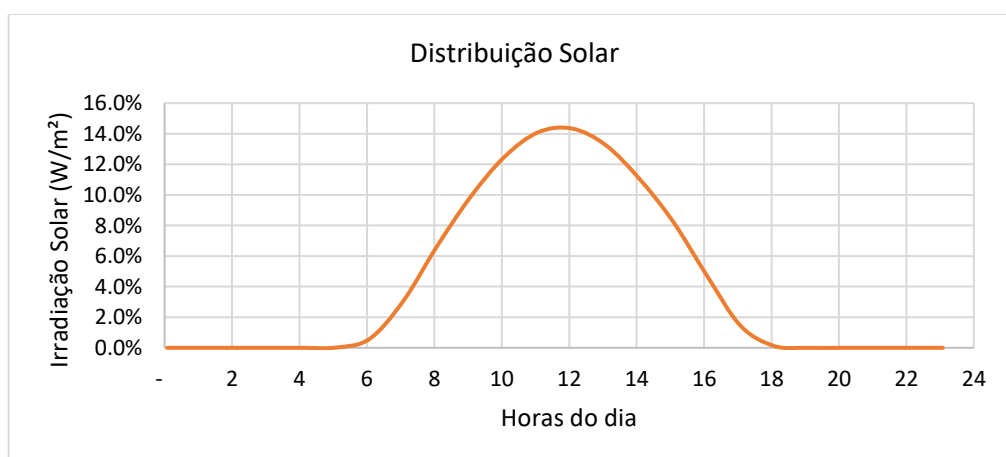


Figura 5.2 - Perfil de distribuição horária de irradiação solar

A partir da potência instalada de painéis fotovoltaicos na planta e da irradiação média calculada, obtém-se uma geração de energia elétrica média de 4.432 kWh.dia⁻¹ conforme o balanço de energia e os cálculos da operação diária apresentados no Apêndice B do trabalho.

Com base no consumo nominal do eletrolisador, na capacidade instalada da planta fotovoltaica e no uso da fonte hídrica para suprir a eletrólise na ausência de potencial solar, foi calculada a produção de H₂ em kg.dia⁻¹ utilizando a Equação 3.1. Os resultados referentes à análise técnica de operação diária estão descritos na Tabela 5.1.

Parâmetro	Valor	Unidade
Geração Total UFV	4.432	kWh.dia ⁻¹
Geração UFV Útil para Produção de H ₂	2.639	kWh.dia ⁻¹
Geração Hídrica	3.866	kWh.dia ⁻¹
Produção de H ₂	110	kg.dia ⁻¹

Tabela 5.1- Produção do hidrogênio média por dia a partir da sinergia das fontes hídrica e solar fotovoltaica

Fonte: Calculado pela autora (2024)

Vale ressaltar que a geração da planta fotovoltaica de 800 kWp não foi utilizada em sua totalidade pelo eletrolisador, devido à potência elétrica ser maior que o consumo nominal do eletrolisador nas horas próximas ao meio-dia. A geração elétrica excedente da planta fotovoltaica teve um valor médio de 1.793 kWh e foi injetada na rede elétrica. A participação da fonte solar fotovoltaica na produção do hidrogênio foi de 40,56 %, enquanto a da fonte hídrica corresponde a 59,47 %.

Utilizando o fator de capacidade de 69,9 %, apresentado na Tabela 4.2 e com os dados da Tabela 4.1, foi possível obter os dados de produção anual de hidrogênio, utilizando a Equação 3.3 e o consumo de energia elétrica anual, conforme Tabela 5.2.

Parâmetro	Valor	Unidade
Consumo total de energia elétrica pelo eletrolisador	1.660	MWh.ano ⁻¹
Produção de H ₂	27.982	kg. ano ⁻¹

Tabela 5.2 - Produção anual média de hidrogênio a partir da sinergia das fontes hídrica e solar fotovoltaica

Fonte: Calculado pela autora (2024)

De forma a identificar a perda de vida útil do sistema de eletrólise, foi calculada a eficiência no início da operação em 2021 ($\eta_{\text{Eletrolisador}_{2021}}$) e a eficiência na operação em 2023 ($\eta_{\text{Eletrolisador}_{2023}}$). Assim, utilizando a Equação 3.4 do Capítulo 3, juntamente com os dados de consumo específico do eletrolisador da Tabela 4.3, foram obtidos os resultados para as eficiências descritas na Tabela 5.3.

Eficiências	Valor	Fonte
$\eta_{\text{Eletrolisador}_{2021}}$	$\frac{39,4}{59,31} \times (100\%) = 66,43 \%$	Eq. 4
$\eta_{\text{Eletrolisador}_{2023}}$	$\frac{39,4}{60,92} \times (100 \%) = 64,67 \%$	Eq. 4

Tabela 5.3 - Eficiências do eletrolisador em 2021 e 2023
Fonte: Calculado pela autora (2024)

Estes resultados apontam o desempenho do sistema de eletrólise no período de 2 anos e 1 mês, onde houve uma perda de eficiência de 1,27 % por ano totalizando 2,65 % de perda durante o período de análise.

Informações coletadas em um estudo do EPRI com fabricantes do setor indica que *stacks* alcalinos maduros apresentam degradação anual de cerca de 1 % de perda de eficiência, enquanto eletrolisadores PEM sofrem 1–1,5 % ao ano em operação contínua (EPRI, 2022).

A degradação dos componentes internos dos eletrolisadores, como eletrodos e membranas, é um fator crítico que impacta diretamente a eficiência do processo de eletrólise. Com o tempo, o envelhecimento dos materiais pode levar ao aumento da resistência interna e à redução da atividade catalítica, exigindo um maior consumo de energia para produzir a mesma quantidade de hidrogênio. Além disso, a exposição contínua a condições operacionais adversas, como variações de temperatura e impurezas na água utilizada, pode acelerar o desgaste dos componentes, comprometendo a estabilidade e a confiabilidade do sistema.

Para mitigar esses efeitos, a implementação de estratégias de manutenção preventiva e monitoramento contínuo do desempenho dos eletrolisadores é essencial. O uso de técnicas avançadas de diagnóstico permite a detecção precoce de falhas e o ajuste das condições operacionais, garantindo maior eficiência e prolongando a vida útil dos equipamentos. Além disso, a otimização dos parâmetros de operação pode contribuir significativamente para a redução da degradação, possibilitando um funcionamento mais eficiente dos eletrolisadores ao longo do tempo.

5.2 ANÁLISE ECONÔMICA DA PLANTA PILOTO

Quanto à análise econômica, o cálculo do valor do LCOH foi baseado nos dados apresentados nas Tabelas 4.4, 4.5 e 4.6, que incluem o CAPEX, OPEX e o custo da eletricidade. Para encontrar os valores presentes dos custos, foi utilizada uma taxa de desconto de 7 % a.a. (PARK et al., 2023). Além disso, foi utilizada a premissa que a substituição do *stack* do eletrolisador, componente responsável pela eletrólise da água, ocorreria a cada 10 anos a partir de informações obtidas com o fabricante do equipamento, com o custo de USD 735,765.50 informado na Tabela 4.4.

O custo de investimento do sistema de produção de hidrogênio ou também conhecido como CAPEX, é o custo que engloba o custo de aquisição do equipamento, engenharia, instalação e comissionamento da planta. Os valores apresentados neste estudo são os valores praticados em 2019, ano de aquisição dos equipamentos corrigidos para 2022, apresentados na Tabela 4.4. Estes dados foram obtidos a partir dos relatórios disponibilizados pela empresa que possui a planta piloto e apresentam valores reais do projeto, incluindo custos de tubulação, conexão elétrica, engenharia, instalação e comissionamento.

A partir destes dados é possível afirmar que o CAPEX total para o sistema de produção do hidrogênio foi de USD 2,551,407.04. Utilizando a Equação 3.6, é possível obter o valor de 8.61 USD (kgH_2^{-1}) para o custo unitário do CAPEX.

Conforme já informado anteriormente, o OPEX foi calculado a partir dos custos de mão de obra da equipe de operação, manutenções corretivas e preventivas, custos de consumíveis do processo de operação do eletrolisador mais a troca do *stack* no ano 10 de operação e da produção anual do hidrogênio na planta, obtendo o valor de 8.89. USD (kgH_2^{-1}), utilizando a Equação 3.8. Na Figura 5.3 é apresentado o custo de OPEX da planta piloto ao longo dos anos de sua vida útil.

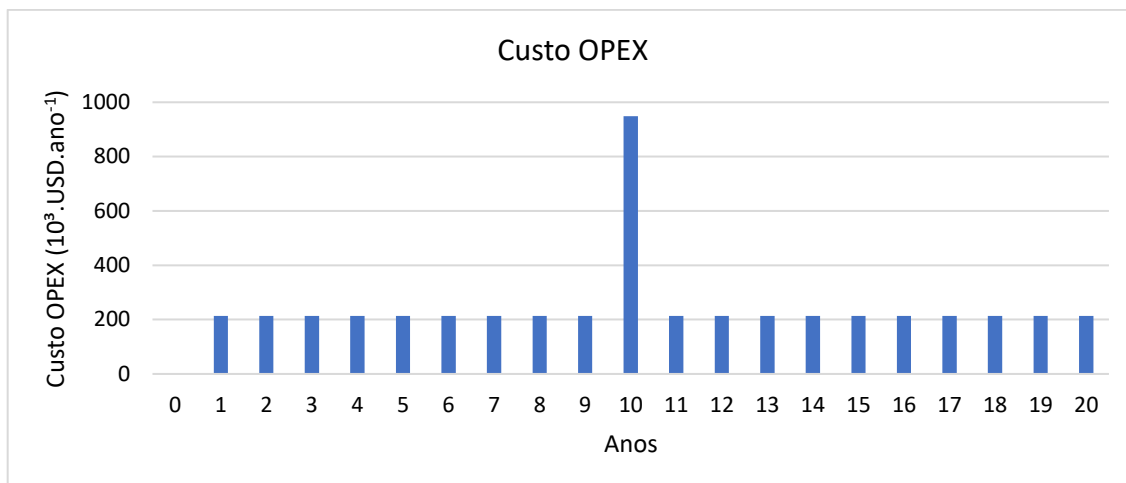


Figura 5.3 - OPEX da planta piloto ao longo dos anos da vida útil

O OPEX de uma planta piloto tende a ser significativamente mais elevado em comparação aos valores reportados na literatura, uma vez que a necessidade de atender a rigorosos critérios mínimos de segurança, além dos custos com equipe de operação e administrativos, impacta diretamente os custos operacionais. Isso faz com que as estimativas presentes em relatórios de referência muitas vezes não sejam aplicáveis a instalações de menor porte.

A empresa BGEnergy, responsável pela operação e manutenção da planta da UHE Itumbiara da Eletrobras, estima que os custos com a equipe de operação e as despesas administrativas permaneceriam praticamente os mesmos para plantas com capacidade de até 2,5 MW. Isso significa que uma planta com potência nove vezes maior apresentaria um custo operacional proporcionalmente menor, reduzindo o impacto do OPEX sobre o LCOH e tornando o projeto economicamente mais viável.

De forma a obter o custo específico da eletricidade (C_{EE}), foram utilizados os custos apresentados na Tabela 4.6 e participação de cada fonte para a produção do hidrogênio dada na Tabela 4.1. Assim, a média ponderada $C_{EE} = \text{USD } 60.66.\text{MWh}^{-1}$.

Com o objetivo de encontrar o custo total anual da energia elétrica (C_{ET}), foi utilizado o custo específico da eletricidade igual a $\text{USD } 60.66.\text{MWh}^{-1}$, o consumo total de energia elétrica pelo eletrolisador de $1.660 \text{ MWh.ano}^{-1}$ e o fator de capacidade de 69,9 %. Utilizando a Equação 3.7, o custo da eletricidade por unidade de massa de hidrogênio é igual à $\text{USD } 3.81.\text{kgH}_2^{-1}$. A Figura 5.4 apresenta o consumo de energia elétrica da planta de hidrogênio considerando a perda de eficiência anual de 1,27 %.

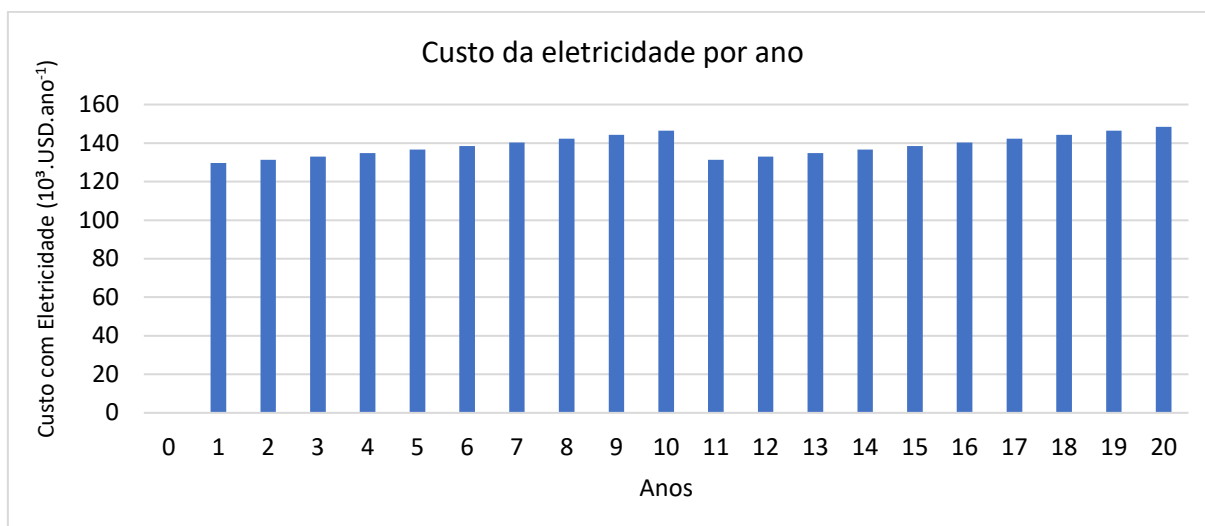


Figura 5.4 - Custo da eletricidade por ano

Conforme observado na Figura 5.4, o custo da eletricidade apresentou um aumento anual devido à perda de eficiência em função do uso do eletrolisador. Já no ano 10, ocorre a troca dos *stacks*, o que garante um ganho de eficiência, podendo operar o sistema por mais 10 anos até atingir o fim da vida útil estimada para a planta de eletrólise.

Em resumo, na Tabela 5.4 são apresentados os custos da planta de produção de hidrogênio renovável instalado na UHE Itumbiara.

Análise econômica		
Custos da Planta UHE Itumbiara	Custo Unitário	Participação no LCOH (%)
CAPEX	8.61 USD (kgH ₂ ⁻¹)	40 %
OPEX	8.89 USD (kgH ₂ ⁻¹)	42 %
Custo total de energia elétrica	3.81 USD (kgH ₂ ⁻¹)	18 %
LCOH	21.30 USD (kgH ₂ ⁻¹)	100 %

Tabela 5.4 - Resumo dos custos da planta de H₂ da UHE Itumbiara

A partir destes dados, foi possível obter o custo nivelado do hidrogênio (LCOH) a partir da Equação 3.9 para a planta piloto, no valor de 21.30 USD (kgH₂⁻¹). O LCOH do sistema de hidrogênio instalado na UHE Itumbiara apresenta um valor acima dos relatados em outros estudos. Isso se deve a três fatores principais:

- o primeiro é que este trabalho foi desenvolvido em uma planta piloto, com uma pequena capacidade de produção;

- segundo, que os dados utilizados neste estudo foram os dados reais, ou seja, não foram realizadas projeções de custos como os utilizados em revisões da literatura e;
- terceiro, o LCOH foi calculado sem considerar nenhum subsídio ou incentivo financeiro. Em uma planta de pequena escala, valores elevados de CAPEX, OPEX e custo da eletricidade impactam significativamente o LCOH, tornando-o consideravelmente mais alto em comparação com plantas de maior escala e dados da literatura.

O CAPEX tem um grande impacto em plantas pequenas, pois os custos fixos são diluídos em uma produção reduzida de hidrogênio. Isso resulta em um LCOH mais elevado, uma vez que o investimento inicial não pode ser amortizado sobre uma grande quantidade de hidrogênio produzido, como ocorre em projetos de maior escala.

O OPEX, que engloba despesas contínuas como manutenção, reposição de componentes e insumos operacionais, também tem grande influência no LCOH. Em plantas menores, esses custos não se beneficiam de economias de escala, o que significa que os gastos com operação e manutenção representam uma parcela maior do custo total por unidade de hidrogênio produzido. Além disso, custos fixos administrativos e com mão de obra são mais elevados, relativamente, para plantas pequenas do que nas de grande porte, aumentando ainda mais o impacto relativo do OPEX no LCOH.

Um outro ponto é que o custo específico da energia elétrica da planta fotovoltaica de pequena escala, de 800 kWp, impacta no LCOH desta planta, tornando a produção de hidrogênio menos competitiva em relação a projetos de hidrogênio em larga escala.

Assim, é importante ressaltar aqui que, embora o LCOH tenha sido maior para o caso do hidrogênio eletrolítico da sinergia solar fotovoltaica e hídrica em uma planta de pequeno porte, o Brasil tem um potencial técnico significativo para a implantação de sistemas de eletrólise de grande capacidade de produção, necessitando de soluções que permitam elaborar modelos de negócio que viabilizem a produção nacional deste vetor.

5.2.1 Análise de Sensibilidade da Planta Piloto

Para obter uma compreensão mais detalhada da influência dos principais parâmetros no cálculo do Custo Nivelado de Hidrogênio (LCOH), foi realizada uma análise de sensibilidade abrangente. Essa abordagem permite identificar como variações em fatores críticos, como o custo de capital (CAPEX), os custos operacionais (OPEX), participação das fontes renováveis,

fator de capacidade, eficiência da eletrólise e o preço da eletricidade, afetam o custo final de produção do hidrogênio.

A análise de sensibilidade é essencial para avaliar a robustez do projeto frente às incertezas econômicas e fornecer subsídios para a tomada de decisão estratégica, auxiliando na definição de políticas de investimento e na otimização do desempenho econômico da planta de hidrogênio. Assim, foram selecionados sete parâmetros para análise.

- Custo da energia elétrica: foi variado em $\pm 20\%$ sobre o custo específico da energia elétrica calculado anteriormente;
- Participação da fonte fotovoltaica: como critério de participação da fonte solar, o uso da energia elétrica deve ser realizado no mesmo instante da geração e a fonte foi variada em $\pm 20\%$;
- CAPEX: assim como foi realizado com o custo da energia elétrica, o CAPEX foi variado em $\pm 20\%$ sobre o valor apresentado no estudo;
- OPEX: foi variado em $\pm 20\%$ sobre o valor apresentado anteriormente;
- Fator de capacidade: do mesmo modo que para os outros parâmetros, o fator de capacidade foi alterado em $\pm 20\%$;
- Eficiência da eletrólise: a fim de analisar o impacto da eficiência do processo de eletrólise no LCOH, a mesma foi variada em $\pm 10\%$. Este critério foi diferente dos demais devido ao fato de ser admitida uma variação máxima de 10% em relação à média para eletrolisadores em geral;
- Taxa de desconto: Para a composição do fluxo de caixa e cálculo do LCOH a taxa de desconto é uma variável fundamental, foi analisado também o impacto deste parâmetro, com sua variação em $\pm 20\%$.

A escolha da variação percentual aplicada a cada parâmetro na análise de sensibilidade foi baseada tanto em referências técnicas da literatura quanto na realidade prática observada em projetos de hidrogênio e energia renovável. A variação de $\pm 20\%$ foi adotada como padrão para a maioria dos parâmetros por representar uma margem realista de oscilação em estudos de viabilidade técnico-econômica, refletindo possíveis flutuações de mercado, variações cambiais, alterações contratuais ou mudanças nos custos de insumos e serviços.

A exceção foi feita para a eficiência da eletrólise, cuja variação foi limitada a $\pm 10\%$. Isso se deve ao fato de que os eletrolisadores atuais, especialmente os de uso comercial, operam dentro de uma faixa técnica bem definida, com pouca margem para ganhos ou perdas significativas no curto prazo. Variações superiores a 10% já implicariam, na maioria dos casos, mudanças de tecnologia ou saltos disruptivos ainda não disponíveis no mercado.

A taxa de desconto, por sua vez, também foi variada em $\pm 20\%$ por ser um parâmetro financeiro sensível que influencia diretamente o valor presente dos fluxos de caixa futuros. Essa faixa de variação permite captar diferentes percepções de risco de investidores, variações nas políticas econômicas e nas condições macroeconômicas, sendo comum em simulações de LCOH e outras métricas financeiras de projetos energéticos. Os resultados obtidos das variações dos parâmetros estão disponíveis na Figura 5.5 e discriminados no Apêndice F.

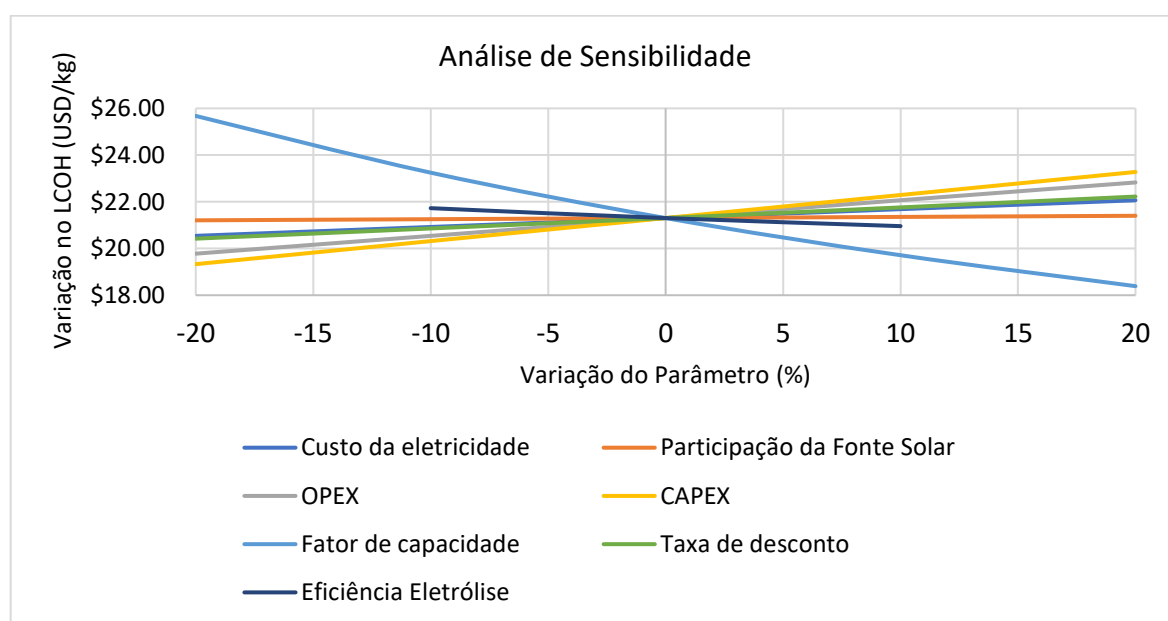
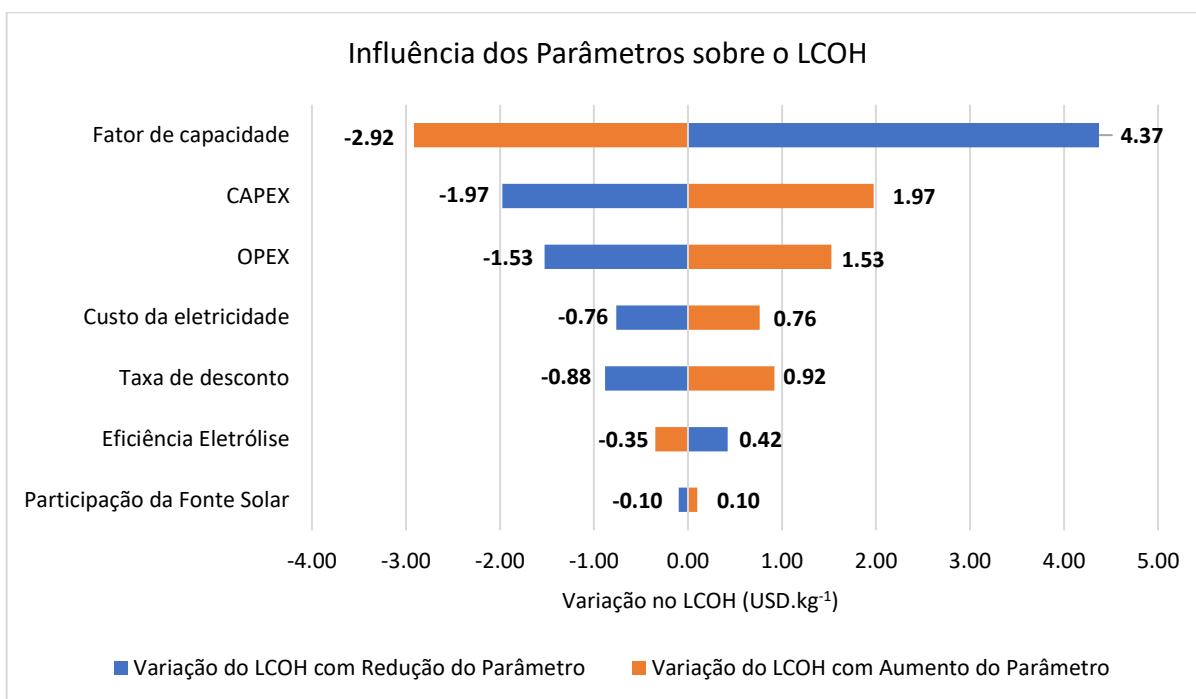


Figura 5.5 - Impacto de diferentes parâmetros no LCOH

Com base nos gráficos apresentados anteriormente, fica claro que o fator de capacidade é o principal determinante do custo nivelado do hidrogênio (LCOH). Isso ocorre porque qualquer redução na produtividade resulta em um aumento no custo, enquanto um aumento na produtividade tem o efeito oposto de reduzir o custo.

O impacto do custo de investimento (CAPEX) e do custo da eletricidade são proporcionais e diretos: à medida que esses custos aumentam, o custo do hidrogênio também aumenta de forma linear. Quanto ao custo operacional (OPEX), um valor mais baixo resulta em um custo de hidrogênio menor, enquanto um OPEX mais alto resulta em um custo maior para o H₂.

A participação da fonte fotovoltaica impacta negativamente o custo do hidrogênio, no caso da planta piloto da UHE Itumbiara, onde a eletricidade gerada por essa fonte apresentou um custo superior ao da energia proveniente da fonte hídrica. No entanto, à medida que a escala da planta aumenta, esse cenário pode se modificar, uma vez que ganhos de escala, otimização da infraestrutura e melhorias tecnológicas podem reduzir o custo da energia solar, tornando-a mais competitiva e influenciando positivamente o LCOH.

Para garantir um elevado fator de capacidade, sendo este o parâmetro de maior impacto no LCOH, é necessário utilizar a fonte hídrica, pois ela é uma fonte renovável flexível e assegura um fornecimento ininterrupto de energia elétrica de qualidade para a produção de hidrogênio. Isso não é possível apenas com o uso da fonte fotovoltaica.

É importante ressaltar que essa análise se aplica especificamente à planta da UHE Itumbiara. No entanto, o fator de capacidade pode ser extrapolado para plantas maiores, uma vez que ele influencia diretamente a produção de hidrogênio, independentemente do tamanho da planta.

No caso específico da planta piloto instalada na UHE Itumbiara, a análise de sensibilidade demonstra a importância da diversificação das fontes renováveis de energia elétrica para garantir um suprimento contínuo e otimizado. Considerando a relação entre geração e demanda instantânea, a participação da fonte fotovoltaica é limitada a 54,2 % devido às restrições de disponibilidade da fonte. Em contrapartida, a fonte hídrica possibilita a operação da planta de hidrogênio com elevados fatores de capacidade, o que contribui significativamente para a redução do Custo Nivelado do Hidrogênio (LCOH), tornando a produção mais eficiente e economicamente viável.

Ainda quanto ao fator de capacidade, no estudo conduzido por Ferreira (2007), intitulado "Infraestrutura para uso energético do hidrogênio: estações de abastecimento para veículos com célula a combustível", o autor analisou diferentes cenários para a implementação

de plantas de pequeno e grande porte destinadas ao suprimento de postos de abastecimento. A pesquisa estimou um custo de produção de hidrogênio de aproximadamente 16 USD (kg H_2^{-1}), para uma planta de $40 \text{ m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$ e uma potência de 216 kW. Para alcançar esse valor, o estudo considerou a operação contínua do eletrolisador ao longo de 24 horas diárias durante todo o ano, sendo necessário um fator de capacidade elevado para alcançar este valor.

Para Park et al., (2023), a fonte de energia renovável utilizada e o tamanho da planta possuem influência direta no fator de capacidade do sistema de eletrólise da água e, por sua vez, afeta sua viabilidade econômica. A depender da região, o uso de uma ou mais fontes renováveis pode ser viabilizado e se faz necessário avaliar a participação de cada fonte na análise de sensibilidade.

Com base na discussão apresentada, foi conduzida uma análise de cenário que considerou a ampliação da planta piloto, com o objetivo de gerar resultados que estejam alinhados com a literatura sobre análise de sensibilidade e os fatores determinantes para plantas em maior escala. Os resultados obtidos fornecem *insights* valiosos sobre as variáveis críticas e a viabilidade técnica e econômica de sistemas ampliados. Esses resultados serão detalhadamente analisados e discutidos nos tópicos a seguir, destacando sua relevância para o desenvolvimento de plantas de hidrogênio em larga escala.

5.3 ANÁLISE DE CENÁRIO PARA A AMPLIAÇÃO DA PLANTA DE HIDROGÊNIO

Para o cálculo do LCOH considerando a ampliação da planta de hidrogênio renovável instalada na UHE Itumbiara, foi realizado um balanço de energia detalhado, conforme tratado no item 4.3. Esse balanço permitiu identificar o consumo de energia proveniente de cada fonte utilizada pelo eletrolisador, incluindo a energia solar fotovoltaica e a energia hídrica. A análise teve como objetivo otimizar a operação do sistema e avaliar a eficiência energética do processo.

A Figura 5.6, apresenta o perfil de geração solar fotovoltaica da UHE Itumbiara, evidenciando como a energia gerada é distribuída. Parte dessa geração é consumida diretamente pelo eletrolisador para a produção de hidrogênio, enquanto o excedente é injetado na rede elétrica, contribuindo para a matriz energética local. Durante os períodos em que a energia solar não está disponível, como à noite ou em dias nublados, a fonte hídrica é utilizada para garantir a operação contínua do eletrolisador, assegurando uma produção estável de hidrogênio renovável.

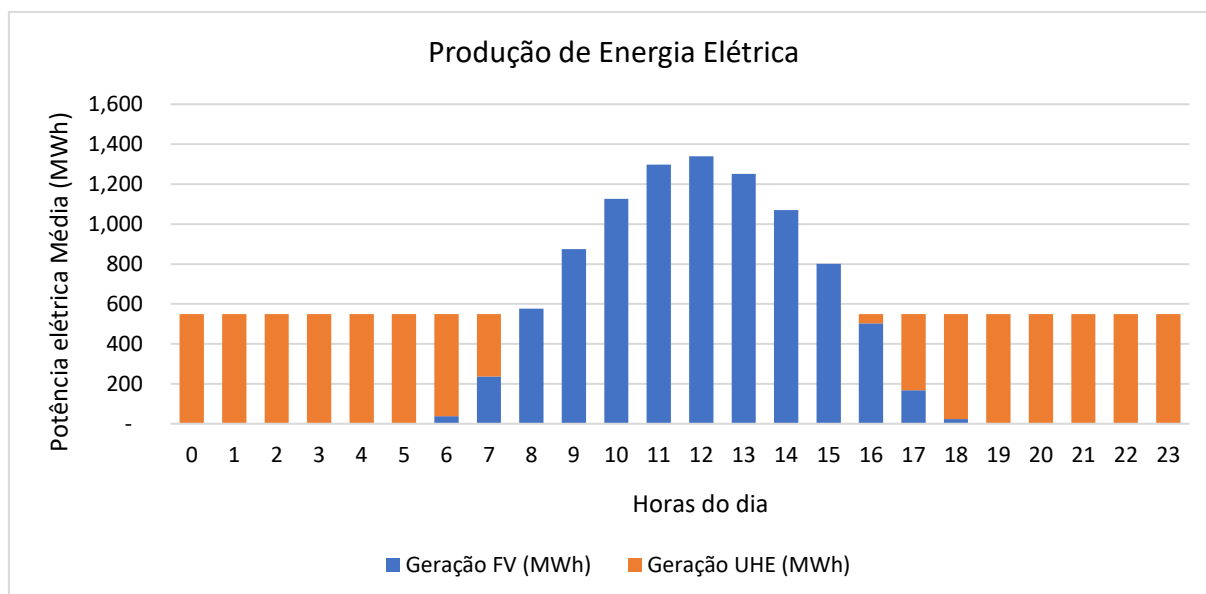


Figura 5.6 - Produção de Energia Elétrica da Planta Ampliada

A produção FV ao meio-dia corresponde a 1.340 MWh. Assim, a planta FV de 1.646 MWp dimensionada para esse caso associada à UHE, tem operação diária apresentada no Apêndice E.

O total da energia elétrica utilizada para produção de hidrogênio pelas fontes hidro-solar é de 13.183 MWh, onde 5.362 MWh proveniente da fonte fotovoltaica e 7.821 MWh da fonte hídrica, correspondendo a 40,67 % e 59,33 % respectivamente, que são, praticamente, os mesmos valores da planta experimental de Itumbiara.

É importante ressaltar que parte da energia fotovoltaica vai para a rede e parte para produção de H_2 devido ao fator de escala aplicado do estudo de caso adotado por Furtado Jr. (2021) apresentado no capítulo anterior. Além disso, a escolha pelos fatores de escala aplicados deve-se ao fato de manter uma infraestrutura compatível às plantas que vêm sendo planejadas de forma que os custos de implantação sejam compatíveis aos equipamentos anunciados. Com uma produção diária de 256 t.dia^{-1} de hidrogênio (Apêndice E), foi calculado a produção anual, considerando uma produção nos 365 dias do ano e um FC de 69,9 %, obtendo o valor de $65.310 \text{ t.ano}^{-1}$.

Após o balanço energético para ampliação da planta foi possível calcular o valor do LCOH, baseado nos dados apresentados nas Tabelas 4.8, 4.9 e 4.10, que incluem o CAPEX, OPEX e o custo da eletricidade utilizando uma taxa de desconto de 7 % a.a, a mesma utilizada para a planta piloto (PARK et al., 2023).

Além disso, foi utilizada a premissa que a substituição do *stack* do eletrolisador, componente responsável pela eletrólise da água, ocorreria a cada 10 anos a partir de informações obtidas através do relatório *Levelized Cost of Hydrogen* (AGORA, 2023), com o custo informado na Tabela 4.9.

O custo de investimento do sistema de produção de hidrogênio ou também conhecido como CAPEX, é o custo que engloba o custo de aquisição dos equipamentos, engenharia, instalação e comissionamento da planta. Os valores apresentados neste estudo são os citados no último relatório publicado pela IEA (2024b) para eletrolisadores de fabricantes chineses, apresentados na Tabela 4.9.

A partir destes dados é possível afirmar que o CAPEX total para o sistema de produção de hidrogênio foi de USD 563,032,500.00. Utilizando a Equação 3.6, obteve-se o valor de 0.81 USD (kgH_2^{-1}) para o custo unitário do CAPEX.

O OPEX é calculado a partir dos custos de mão de obra dos operadores, manutenções corretivas e preventivas, custos de consumíveis do processo de operação do eletrolisador mais a troca do *stack* no ano 10 de operação e da produção anual do hidrogênio na planta, obtendo o valor total de USD 16,890,975.00 por ano e utilizando a Equação 3.8, obtém-se o custo unitário de 0.38 USD (kgH_2^{-1}). Na Figura 5.7 é apresentado o custo de OPEX da planta ao longo dos anos de sua vida útil. É importante ressaltar que, em plantas de maior capacidade, os custos operacionais (OPEX) tendem a ser melhor dimensionados, reduzindo seu impacto relativo no LCOH em comparação ao CAPEX e ao custo com energia elétrica. Esse efeito ocorre devido às economias de escala, onde os custos fixos, como mão de obra, manutenção e administração, são diluídos sobre um volume maior de produção de hidrogênio.

Além disso, à medida que a capacidade da planta aumenta, a eficiência operacional também melhora, reduzindo o consumo específico do hidrogênio (kWh.kgH_2^{-1}) e, consequentemente, diminuindo a influência do OPEX no custo final do hidrogênio, desta forma o custo do OPEX por kg de H_2 para uma planta de 549 MW é menor do que para uma planta de 270 kW de potência instalada. Isso reforça a importância de projetos de maior escala para a competitividade da tecnologia, uma vez que o CAPEX inicial e o custo da eletricidade se apresentam como os principais fatores determinantes do LCOH.

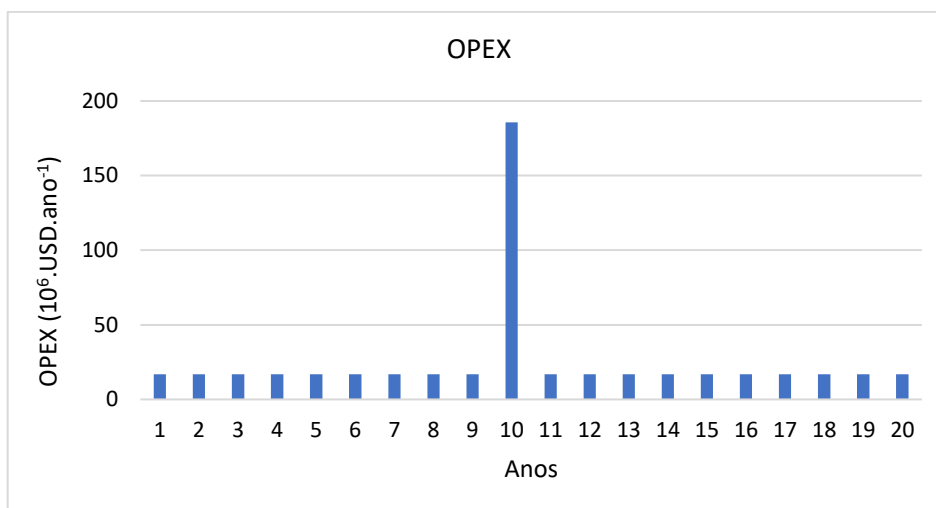


Figura 5.7 - OPEX da planta ao longo dos anos da vida útil

De forma a obter o custo específico da eletricidade (C_{EE}), foram utilizadas as participações de cada fonte na produção do hidrogênio e seus custos de acordo com o Leilão de Energia Nova A-5 de 2022 da ANEEL apresentado na Tabela 4.10. Assim, o $C_{EE} = \text{USD } 44.67 \text{ MWh}^{-1}$.

Com o objetivo de encontrar o custo total anual da energia elétrica (C_{ET}), foi utilizado o custo específico da eletricidade igual a 44.67 MWh^{-1} , o consumo total de energia elétrica pelo eletrolisador de $4.330.681,20 \text{ MWh.ano}^{-1}$ e o fator de capacidade de 69,9 %. Utilizando a Equação 3.7, o custo da eletricidade por unidade de massa de hidrogênio é igual à $2.44 \text{ USD (kgH}_2^{-1})$. A Figura 5.8 apresenta o consumo de energia elétrica da planta de hidrogênio considerando a perda de eficiência anual de 1,27 %.

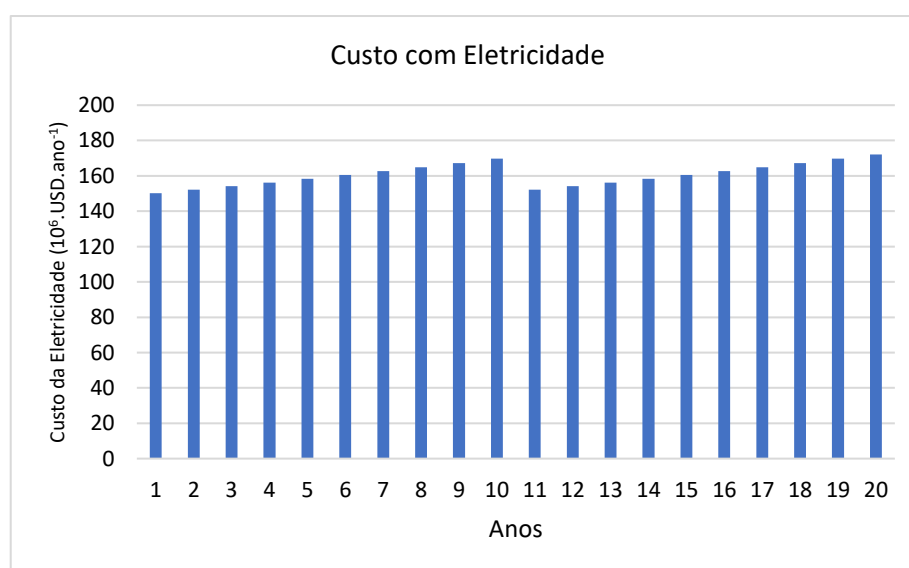


Figura 5.8 - Custo da eletricidade por ano

Conforme observado na Figura 5.8, o custo da eletricidade apresentou um aumento anual devido à perda de eficiência em função do uso do eletrolisador. Já no ano 10, ocorre a troca dos *stacks*, o que garante um ganho de eficiência, podendo operar o sistema por mais 10 anos até atingir o fim da vida útil estimada para a planta de eletrólise.

Em resumo, na Tabela 5.5 são apresentados os custos da ampliação da planta de produção de hidrogênio renovável instalado na UHE Itumbiara.

Análise econômica		
Custos da Planta UHE Itumbiara	Custo Unitário	Participação no LCOH (%)
CAPEX	0.81 USD (kgH ₂ ⁻¹)	22,4 %
OPEX	0.38 USD (kgH ₂ ⁻¹)	10,5 %
Custo total de energia elétrica	2.44 USD (kgH ₂ ⁻¹)	67,1 %
LCOH	3.63 USD (kgH ₂ ⁻¹)	100 %

Tabela 5.5 - Resumo dos custos de ampliação da planta de H₂ da UHE Itumbiara

A partir destes dados, foi possível obter o custo nivelado do hidrogênio (LCOH) a partir da Equação 3.9 para ampliação da planta, no valor de 3.63 USD (kgH₂⁻¹).

A análise de cenário apresentada em outros estudos e países apontam valores distintos para o LCOH em diferentes regiões. No entanto, é importante destacar que os valores apresentados na literatura se referem aos cenários projetados para os anos de 2030 e 2050. No estudo de Rezai et al. (2024), o custo nivelado do hidrogênio renovável poderia diminuir em 49 %, de 6.1 para 3.1 USD (kgH₂⁻¹), ao escalar a planta baseada em energia fotovoltaica de 10 MW para 1 GW, e, para a planta baseada em energia eólica, em 36 %, de USD 5.8 kg⁻¹ para USD 3.7 kg⁻¹.

Os resultados do estudo publicado por Benalcazar et al. (2024) indicam que o Chile tem potencial para produzir hidrogênio renovável ao menor custo 2,8 a 4,5 USD (kgH₂⁻¹) em 2030. O LCOH no Marrocos pode variar de 3.2 a 3.5 USD (kgH₂⁻¹); na Austrália de 3.2 a 3.6 USD (kgH₂⁻¹) e, na Colômbia, de 4.1 a 4.9 USD (kgH₂⁻¹) até 2030. As simulações indicam que o LCOH é mais sensível a mudanças nos custos específicos de investimento e nas taxas de utilização de eletrolisadores, independentemente do país e cenário examinado.

O estudo de Janssen et al. (2022), apresentou projeções nos custos de produção de hidrogênio renovável para 30 países europeus. A análise demonstrou que os valores para o LCOH dos sistemas de produção de hidrogênio renovável cobrem uma ampla gama de valores,

começando em 2.3 e chegando a 16.7 USD (kgH_2^{-1}) em 2020, descendo para 1.8 até 9.9 USD (kgH_2^{-1}) em 2050. Os autores identificaram que os custos da produção de hidrogênio renovável diferem como resultado de diferentes tecnologias, locais e pontos no tempo. Em quase todos os países, os sistemas híbridos baseados em uma combinação de sistemas de energia solar fotovoltaica e eólica *onshore* levam ao menor LCOH. Para estes sistemas, o LCOH tem uma redução para menos de USD 2.6 kg^{-1} em 2050 em 90 % dos países.

Já Hurtubia e Sauma, no estudo publicado em 2020, investigaram o impacto da incorporação de eletricidade de rede em planos de produção de hidrogênio renovável, visando aumentar sua taxa de utilização e fornecimento de hidrogênio nas regiões norte e sul do Chile. Os custos nivelados de hidrogênio para tecnologias PEM variaram de 5.79 a 6.89 USD (kgH_2^{-1}) ao usar energia solar e de 5.60 a 5.97 USD (kgH_2^{-1}) ao usar energia eólica, dependendo da proporção de eletricidade da rede (HURTUBIA; SAUMA, 2020).

5.3.1 Análise de Sensibilidade da Ampliação da Planta de H_2

Com o objetivo de compreender de forma mais detalhada a influência dos parâmetros de cálculo econômico no LCOH da planta ampliada, foi conduzida uma análise de sensibilidade. Por exemplo, oscilações no preço da eletricidade renovável podem ter um impacto significativo no LCOH, considerando que a energia elétrica é um dos principais componentes de custo na produção de hidrogênio por eletrólise. Da mesma forma, reduções no custo de capital devido a avanços tecnológicos podem tornar a expansão mais atraente. Nesse processo, sete parâmetros chave foram cuidadosamente selecionados para avaliação, permitindo identificar e quantificar como cada um deles impacta os resultados econômicos na ampliação da planta.

- Taxa de desconto: foi variado em +/- 20 % sobre a taxa de desconto de 7 %;
- Eficiência da eletrólise: como a eficiência em equipamentos industriais não deve ultrapassar 10 % em relação à média, este parâmetro será variado apenas em +/- 10 %.
- Custo da energia elétrica: foi variado em +/- 20 % sobre o custo específico da energia elétrica calculado anteriormente;
- Participação da fonte fotovoltaica: como critério de participação da fonte solar, o uso da energia elétrica deve ser realizado no mesmo instante da geração, o que indica que a participação pode variar de 0 % até 40,76 %, devido à distribuição da radiação solar da localidade apresentada na Figura 5.4;

- CAPEX: assim como foi realizado com o custo da energia elétrica, o CAPEX foi variado em +/- 20 % sobre o valor apresentado no estudo;
- OPEX: foi variado em +/- 20 % sobre o valor apresentado anteriormente;
- Fator de capacidade: do mesmo modo que para os outros parâmetros, o fator de capacidade foi alterado em +/-20 %. Os resultados obtidos estão mostrados na Figura 5.9 e Apêndice G.

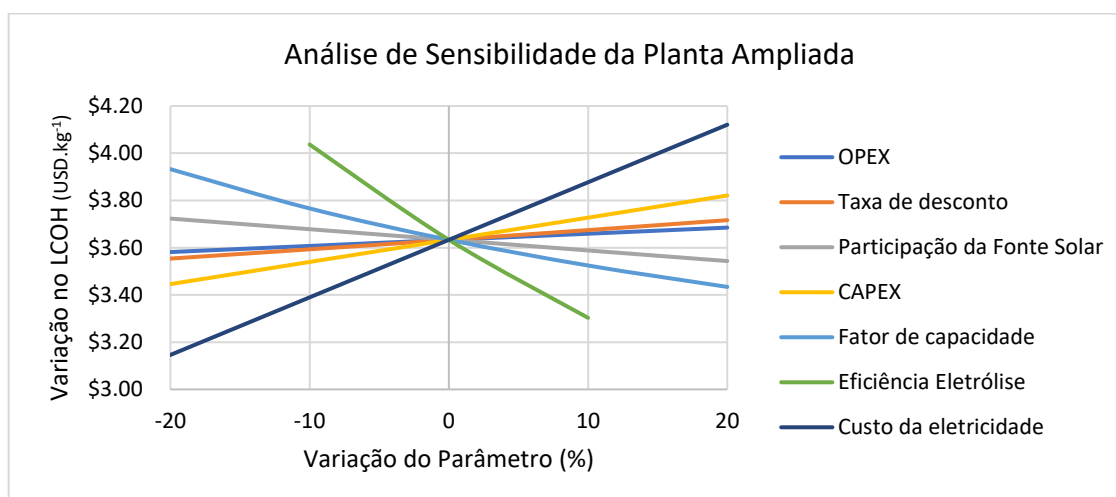
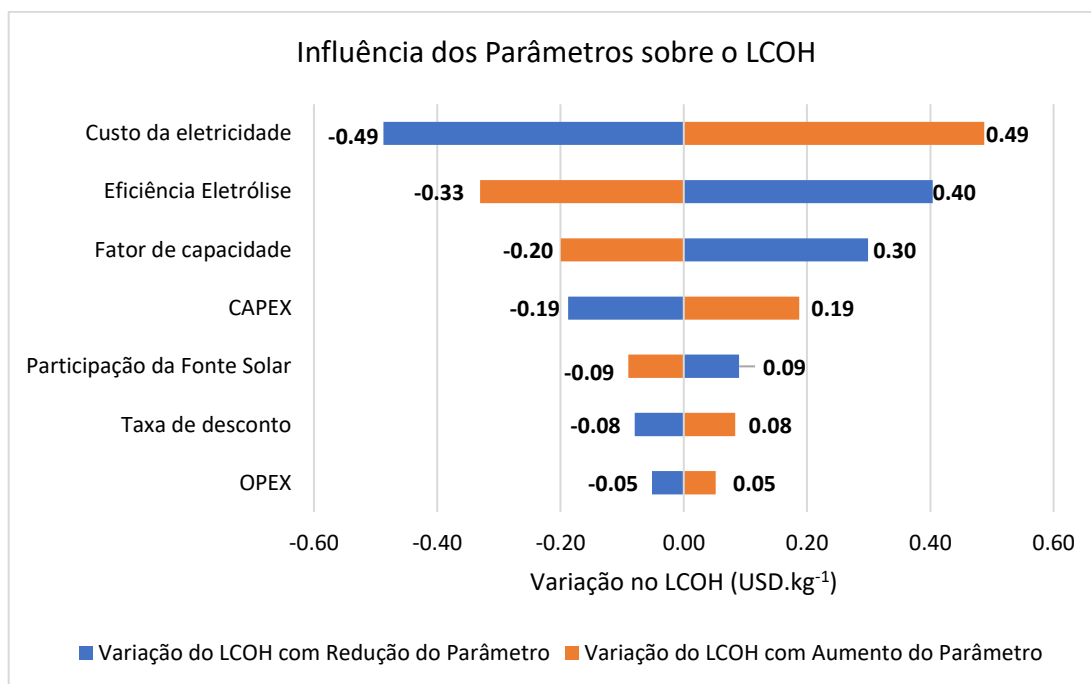


Figura 5.9 - Impacto de diferentes parâmetros no LCOH

Com base na análise realizada, fica claro que para a planta de maior capacidade, o custo da energia elétrica é o principal determinante do LCOH seguido pela eficiência da eletrólise.

Como a eletricidade representa a maior parcela dos custos operacionais em sistemas de eletrólise, variações na eficiência do eletrolisador podem ter um impacto significativo na viabilidade econômica da produção de hidrogênio renovável. Eletrolisadores de maior eficiência requerem menos energia elétrica para produzir a mesma quantidade de hidrogênio, resultando em uma redução dos custos operacionais.

A eficiência do processo de eletrólise desempenha um papel fundamental e tem um impacto positivo na análise de sensibilidade do LCOH, uma vez que influencia diretamente diversos outros parâmetros. De acordo com a IEA (2022), por exemplo, um eletrolisador operando com eficiência de 75 % pode consumir cerca de $52,5 \text{ kWh.kgH}_2^{-1}$, enquanto um sistema mais eficiente, com 85 %, pode reduzir esse consumo para $46,4 \text{ kWh.kg H}_2^{-1}$. Essa diferença reflete diretamente nos custos totais da eletricidade e, consequentemente, no preço final do hidrogênio produzido (IEA, 2022).

Outro aspecto relevante é o impacto da degradação da eficiência ao longo do tempo. Os eletrolisadores tendem a perder eficiência com o uso, devido a fatores como desgaste dos eletrodos, degradação das membranas e acúmulo de impurezas. Essa perda progressiva de eficiência pode resultar em um aumento gradual do consumo de energia por unidade de hidrogênio, elevando os custos operacionais ao longo da vida útil do equipamento (DNV, 2022).

Além disso, a eficiência da eletrólise está diretamente relacionada à origem da eletricidade utilizada, na forma como os eletrolisadores estão fisicamente conectados às fontes de energia. Fontes renováveis, como solar fotovoltaica, apresentam variações na oferta de energia ao longo do dia, o que pode afetar a eficiência dos eletrolisadores se conectados diretamente a elas, especialmente em sistemas sem armazenamento energético.

Em consonância, a contribuição da energia solar fotovoltaica para a eletrólise influencia diretamente os custos de produção. No entanto, a variabilidade da geração solar exige estratégias como a complementação com a fonte hídrica. A fonte FV quando utilizada em sinergia com a hídrica, caso do estudo, melhora a eficiência da eletrólise e o fator de capacidade onde a operação dos eletrolisadores é ajustada para otimizar a eficiência conforme a disponibilidade de energia renovável, reduzindo desperdícios e melhorando o desempenho econômico da planta de hidrogênio.

O impacto do custo de investimento (CAPEX) e do custo da eletricidade são proporcionais e diretos: à medida que esses custos aumentam, o custo do hidrogênio também aumenta de forma linear. Já o fator de capacidade, que representa a utilização efetiva do eletrolisador ao longo do tempo, é crucial para determinar a produtividade e a competitividade do hidrogênio renovável. Conforme apresentado na Figura 5.9, um fator de capacidade elevado

dilui os custos de CAPEX e OPEX ao longo do tempo, reduzindo o LCOH. Em contrapartida, fatores de capacidade baixos aumentam os custos unitários de produção, tornando o hidrogênio menos competitivo.

No entanto, apesar do OPEX, em custo, ser o parâmetro de menor relevância no LCOH em plantas de grande porte, práticas ineficientes de operação afetam diretamente parâmetros como a eficiência do sistema e o fator de capacidade, parâmetros muito importantes para o LCOH. Dessa forma, a gestão eficiente do OPEX em plantas de maior escala, com boas práticas de operação e redução do tempo de máquina parada é essencial para garantir a viabilidade econômica do hidrogênio renovável, tornando-o uma alternativa cada vez mais atrativa para a descarbonização da matriz energética global.

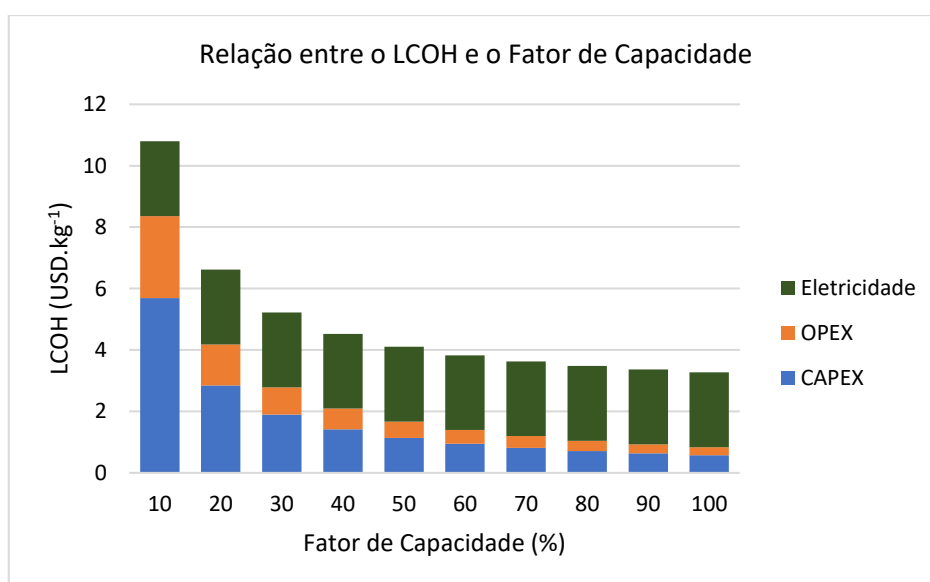


Figura 5.10 - Relação entre o LCOH e o Fator de Capacidade

Essas informações foram fundamentais para estabelecer um comparativo entre a planta piloto e a planta ampliada. Enquanto na planta piloto o CAPEX e o OPEX exercem uma influência significativa sobre o Custo Nivelado de Hidrogênio (LCOH), na planta ampliada o custo da eletricidade torna-se o principal fator determinante, conforme observado na Figura 5.11. Esse comportamento reflete a economia de escala, onde os investimentos iniciais e os custos operacionais são diluídos à medida que a capacidade da planta aumenta, tornando a otimização do suprimento energético um elemento crítico para a viabilidade econômica do hidrogênio em larga escala.

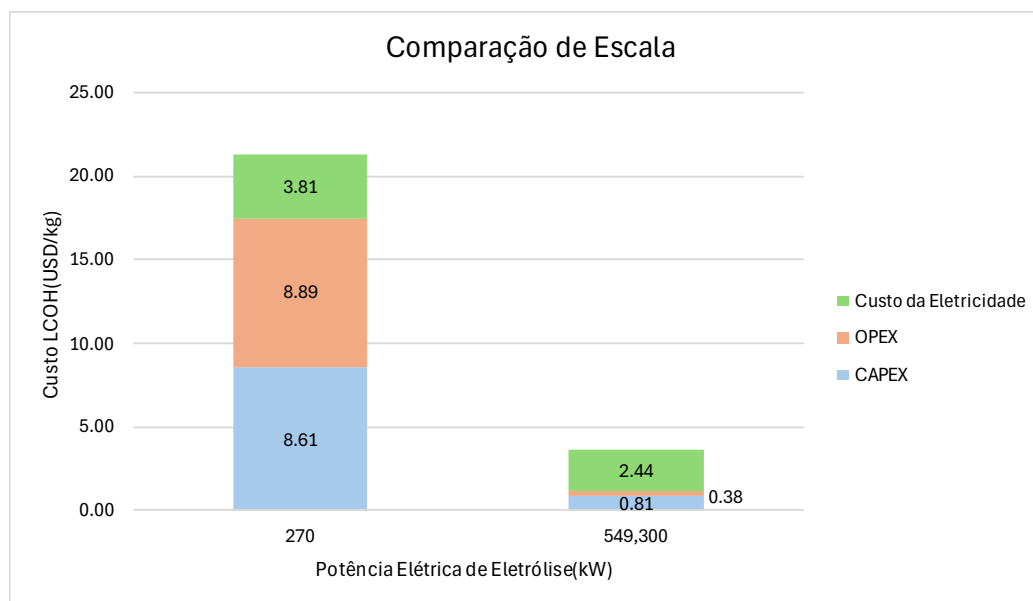


Figura 5.11 - Efeito do ganho de escala na planta de hidrogênio da UHE Itumbiara

O custo por kg da eletricidade depende apenas do custo do MWh da energia elétrica consumida e da eficiência de operação da planta, e não da capacidade da planta, onde a planta de menor escala, por ter uma eficiência menor e um custo específico maior, apresentou um custo maior por kg em relação à planta de 549 MW.

A ampliação da escala da planta permitiu uma redução superior a 1 USD no custo da eletricidade, principalmente devido à economia de escala associada à geração fotovoltaica. O fator determinante para essa diminuição foi o custo da eletricidade por MWh em uma planta de grande porte, com 1,6 GWp de capacidade instalada, que se mostrou significativamente inferior ao de uma planta menor, de 800 kWp. Essa redução nos custos de geração impacta diretamente a viabilidade econômica do projeto, tornando a produção de hidrogênio mais competitiva e sustentável a longo prazo.

Por fim, a análise de sensibilidade permitiu não apenas compreender os impactos econômicos da variação dos parâmetros, mas também embasar decisões estratégicas na escolha da tecnologia, na otimização da operação e na formulação de políticas públicas que incentivem o avanço da eletrólise como um meio viável e competitivo para a produção de hidrogênio renovável.

6 CONCLUSÃO

Este estudo apresentou uma visão panorâmica da tecnologia do hidrogênio, sobretudo da planta de eletrólise da Eletrobras instalada junto à UHE Itumbiara. O objetivo principal deste trabalho foi analisar os benefícios técnicos e econômicos associados à utilização combinada das fontes solar e hídrica para a produção de hidrogênio renovável na planta de hidrogênio. Além da planta piloto, também foi foco deste estudo realizar uma análise de cenário com a ampliação da planta. A métrica de avaliação utilizada na análise técnico-econômica do sistema de produção de hidrogênio baseado em energia renovável foi o LCOH, de forma a identificar qual o parâmetro de maior influência no seu cálculo econômico. Como principais conclusões da análise da planta piloto neste estudo, tem-se:

- o fator de capacidade é o parâmetro que mais impacta no custo nivelado do hidrogênio (LCOH) de acordo com a análise de sensibilidade na planta de pequeno porte, pois influencia diretamente a diluição dos custos fixos ao longo do tempo e a eficiência no uso da infraestrutura instalada, que são relativamente muito elevados na planta piloto. Quanto maior o fator de capacidade, mais horas a planta opera ao longo do ano, o que melhora a distribuição dos custos fixos e aumenta o retorno sobre o investimento o que também foi apresentado em outras operações realizadas no segundo projeto desenvolvido pela empresa BGEnergy na planta instalada na UHE Itumbiara.
- Ao longo do projeto, novas operações contínuas foram realizadas, permitindo que o eletrolisador operasse por períodos cada vez mais longos e reduzindo a necessidade de grandes intervenções. Esse processo evidenciou que a implementação de estratégias bem definidas de O&M possibilita um aumento do fator de capacidade, garantindo uma produção mais estável e eficiente de hidrogênio em uma planta piloto. De acordo com o ensaio descrito no capítulo 4, o fator de capacidade obtido na planta piloto instalada na UHE Itumbiara foi de 69,9 %, um resultado significativo para uma planta de demonstração operando com energia renovável intermitente. No entanto, para tornar o custo nivelado do hidrogênio (LCOH) mais competitivo, é essencial aumentar esse fator. Quanto maior o fator de capacidade, maior será o número de horas em que o eletrolisador opera ao longo do ano, o que permite uma maior diluição dos custos de CAPEX e OPEX sobre a produção total de hidrogênio. Dessa forma, estratégias que envolvam a otimização da operação e manutenção com uma equipe especializada, integração inteligente de fontes renováveis e uso de sistemas de armazenamento de

energia são fundamentais para alcançar fatores de capacidade mais elevados e, assim, reduzir o LCOH e ampliar a competitividade do hidrogênio renovável.

- O CAPEX e o OPEX influenciam de forma direta e proporcional no custo do hidrogênio. O OPEX de uma planta piloto tende a ser significativamente mais elevado em comparação aos valores observados em estudos da literatura, principalmente devido à necessidade de atender a rigorosos critérios de segurança, além dos custos administrativos e de mão de obra, que representam uma parcela substancial dos gastos operacionais. Além disso, a economia de escala presente em plantas de maior porte reduz proporcionalmente o impacto do OPEX sobre o LCOH, tornando-as mais competitivas. Em contrapartida, plantas de menor porte não conseguem diluir esses custos de forma eficiente, resultando em um OPEX elevado por unidade de hidrogênio produzido. Dessa forma, as estimativas fornecidas em relatórios como o IEA, IRENA e Agora, citados neste estudo, que frequentemente consideram instalações de grande escala, não refletem valores aplicáveis a plantas piloto, exigindo uma abordagem diferenciada na análise de viabilidade econômica.
- O maior custo da eletricidade da fonte fotovoltaica impacta negativamente o custo do hidrogênio, LCOE 72 USD.MWh⁻¹, em comparação com a fonte hídrica também utilizada no projeto. Essa situação se inverte em plantas de grande porte, quando a eletricidade fotovoltaica é bem menor que a hidráulica, conforme o Leilão de Energia Nova A-5 (2022).
- Outro fator a se considerar é a inflexibilidade na geração da fonte fotovoltaica. Como a produção de hidrogênio depende da disponibilidade instantânea de eletricidade, a intermitência da geração solar, com a participação de 40,56 %, limita a produtividade da planta reduzindo seu fator de capacidade. Esse cenário torna essencial a adoção de uma fonte renovável mais flexível, como a energia hídrica, com participação de 59,44 %, que pode operar de forma contínua e complementar a geração fotovoltaica.
- A integração entre energia hídrica e solar cria uma sinergia estratégica, permitindo otimizar a produção de hidrogênio. A fonte hídrica possibilita um fornecimento estável de eletricidade renovável, garantindo um elevado fator de capacidade da planta de hidrogênio e assegurando uma operação mais eficiente. Dessa forma, a combinação hidro-solar viabiliza tecnicamente um suprimento energético renovável e confiável, reduzindo custos e maximizando o aproveitamento da infraestrutura instalada, fortalecendo a produção de hidrogênio renovável.

- Em termos de eficiência do eletrolisador, constatou-se uma redução ao longo do tempo de operação da planta piloto, que foi medida como sendo de 1,27 % ao ano, totalizando 2,65 % em dois anos.
- O LCOH foi calculado em 21.30 USD kgH₂⁻¹, valor acima do apresentado na literatura, devido às características específicas de um projeto piloto.

No que diz respeito à ampliação da planta de hidrogênio, considerando a sua associação de forma híbrida a UHE:

- O LCOH foi calculado em 3.63 USD kgH₂⁻¹, com projeções para USD 2,00 kgH₂⁻¹ no cenário de 2030, a partir da redução dos custos da eletricidade renovável e da tecnologia da eletrólise. Ao realizar um exercício de atingir meta com os cálculos da tese, onde o CAPEX e OPEX são mantidos, o custo da eletricidade deve ser menor que 14.73 USD.MWh⁻¹ para se obter um custo do H₂ menor que a projeção de 2.00 USD.kgH₂⁻¹, o que representa uma redução de 67 % do valor atual da eletricidade. Esta redução representa uma grande barreira a ser superada. Entre as medidas destacam-se a criação de leilões específicos para projetos de H₂V, isenção de encargos sobre energia renovável dedicada à eletrólise, concessão de incentivos fiscais e subsídios cruzados, além da definição de metas obrigatórias de conteúdo nacional e uso de hidrogênio verde em setores industriais. Paralelamente, é necessário otimizar o uso de energias renováveis por meio de sistemas híbridos (solar, eólica e hídrica) que maximizem o fator de capacidade, o desenvolvimento de eletrolisadores com operação flexível e inteligente frente à oferta energética, o uso de fontes renováveis com alto rendimento regional e a implementação de soluções de armazenamento que garantam maior estabilidade no fornecimento elétrico. Essas ações coordenadas podem reduzir significativamente o custo do hidrogênio, viabilizando sua competitividade e impulsionando a transição energética.
- A eficiência do eletrolisador tem um impacto significativo na análise de sensibilidade do Custo Nivelado de Hidrogênio (LCOH), até maior que o fator de capacidade.
- A eficiência também influencia diretamente diversos parâmetros operacionais e econômicos. A evolução tecnológica dos eletrolisadores também deve ser considerada no LCOH e a compra de boas máquinas, combinado às boas práticas de operação garantem um valor mais elevado da eficiência, o que reduz consideravelmente o LCOH.

- Fontes renováveis, como solar fotovoltaica, apresentam variações na oferta de energia, impactando a eficiência e o fator de capacidade dos eletrolisadores, quando conectadas diretamente a eles.
- O custo da eletricidade, o CAPEX e o OPEX afetam o LCOH de maneira proporcional e linear, sendo que a eletricidade permite uma variação de +/- 13,4 % em relação ao valor médio do LCOH e o CAPEX em +/- 5,2 %, o OPEX por sua vez permite uma variação de +/- 1,4 % no LCOH. Aumentos nesses custos resultam diretamente em um hidrogênio mais caro, sendo que o custo da eletricidade foi o fator que mais influenciou o LCOH na análise, enquanto o CAPEX foi o quarto parâmetro mais importante. Portanto, o uso de bons equipamentos, mesmo que tenham maior custo de investimento, mas que apresentem menor consumo de energia elétrica, contribui para a redução do LCOH.
- Fatores de capacidade elevados diluem os custos de CAPEX e OPEX, reduzindo o LCOH. Fatores de capacidade baixos aumentam os custos unitários de produção, reduzindo a competitividade do hidrogênio renovável. Embora na planta ampliada este critério foi o terceiro parâmetro na ordem de relevância, é necessário ressaltar que, conforme a Figura 5.10, o fator de capacidade de fato é muito representativo em qualquer escala de planta, pois no caso de utilizar exclusivamente uma planta fotovoltaica com fator de capacidade de 40 %, o LCOH poderia aumentar para USD 4.57 kgH₂⁻¹.

A análise do custo nivelado do hidrogênio (LCOH) em plantas piloto e de maior escala foi essencial para avaliar a viabilidade econômica desses projetos. O cálculo do LCOH permitiu compreender os principais fatores de custo envolvidos, como a eficiência dos processos, os preços das fontes de energia e a escala de produção. Comparando a planta piloto com a planta de grande escala, pode-se identificar oportunidades de redução de custos por meio de economia de escala e eficiência operacional.

Em resumo, o cálculo do LCOH e a análise de sensibilidade desempenharam um papel fundamental na avaliação econômica do hidrogênio renovável neste estudo, fornecendo *insights* valiosos. Essas informações são de extrema importância para os tomadores de decisão, pois oferecem subsídios para a formulação de políticas públicas e para a elaboração de estratégias de investimento no setor de hidrogênio.

Para estudos futuros, é interessante realizar projeções do LCOE de forma a identificar a sua influência no LCOH. Além disso, é necessário analisar o ponto de vista técnico-econômico e regulatório para o uso do hidrogênio como vetor de energia elétrica associado às aplicações

na economia, de forma a garantir sua viabilidade econômica. O mercado de hidrogênio renovável está em formação e pode crescer, especialmente substituindo o hidrogênio não renovável e os combustíveis fósseis, como o gás natural, coque e petróleo em diversos setores industriais. No entanto, é fundamental o estudo e o desenvolvimento de demandas e regulações que impulsionem efetivamente o uso do hidrogênio como um agente da transição energética.

REFERÊNCIAS

- ACCELERAZERO. Electrolyzer Technologies. 2024.
https://www.accelerazero.com/sites/default/files/2023-03/Electrolyzer%20Technologies%20-%20Brochure%20-%20Accelera%20by%20Cummins%20-%202003%2003%202023_0.pdf?utm_source=business-card&utm_medium=qr-code&utm_campaign=newpower-accelera-tradeshows&utm_content=
- AMMERMAN, H; HOFF, P; ATANASIU, M; AYLLOR, J; KAUFMANN, M; TISLER, O. Advancing Europe's energy systems: stationary fuel cells in distributed generation; 2015.
<https://www.h2knowledgecentre.com/content/researchpaper1118>
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Chamada no 021/2016 - Projeto Estratégico: “Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro”. [s. l.], 23, 2016.
http://www.aneel.gov.br/documents/656831/14930433/Chamada+PD_Estrategico_21_Armazenamento_Julho2016/
- ANEEL. Relatório de Resultados da Chamada de P&D Estratégico ANEEL N.º 21: Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro / Agência Nacional de Energia Elétrica. – Brasília: ANEEL, 2024a. 55 p.
- ANEEL. Resultado de Leilões por fonte. 2024b. <https://www.epe.gov.br/sites-pt/leiloes-de-energia/Paginas/Leiloes-de-Energia-Nova-A-5-e-A-6-2022-.aspx>
- ANEEL. Matriz elétrica teve aumento de 10,9 GW em 2024, maior expansão da série histórica. Notícia. 2025. <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2025/matriz-eletrica-teve-aumento-de-10-9-gw-em-2024-maior-expansao-da-serie-historica>
- ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Lei atribui à ANP a regulação do hidrogênio de baixa emissão de carbono no Brasil. 2024.
https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/lei-atribui-a-anp-a-regulacao-do-hidrogenio-de-baixa-emissao-de-carbono-no-brasil
- AGORA INDUSTRY AND UMLAUT. Levelised cost of hydrogen. Making the application of the LCOH concept more consistent and more useful. 2023.
- AGORA INDUSTRY, Agora Energiewende and Instituto E+ Transição Energética. 12 Insights on Hydrogen – Brazil Edition, 64, 2024, 322/01-I-2024/EN, <https://www.agora-energiewende.org/publications/12-insights-on-hydrogen-brazil-edition-1#c815>

BARROS SOUZA RIEDEL, A.B.; FEITOSA RIEDEL, V.; SOUZA FILHO, H.N.D.; DA SILVA, E.P.; MARQUES CABRAL, R.; DE BRITO SILVA, L.; DE CASTRO PEREIRA, A. Technical–Economic Analysis of Renewable Hydrogen Production from Solar Photovoltaic and Hydro Synergy in a Pilot Plant in Brazil. *Energies* 2024, 17, 4521. <https://doi.org/10.3390/en17174521>

BECKER, H; MURAWSKI, J; SHINDE, D; STEPHENS, I. E. L; HINDS, G; SMITH, G. Impact of impurities on water electrolysis: a review. *Sustainable Energy Fuels*, v. 7, p. 1565-1603, 2023. Disponível em <https://pubs.rsc.org/en/content/articlelanding/2023/se/d2se01517j>

BENALCAZAR, P; KOMOROWSKA, A. Techno-economic analysis and uncertainty assessment of green hydrogen production in future exporting countries, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 199, 2024, 114512, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.114512>

BGENERGY. Apresentação Institucional – 2024. <https://bgenergy.com.br/>

BLANCO, H; FAAIJ, A. A review at the role of storage in energy systems with a focus on Power to Gas and long-term Storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 81, Part 1, 2018, p.1049-1086, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.07.062>

BLOOMBERGNEF. Hydrogen Supply Outlook 2024: A Reality Check. 2024. <https://about.bnef.com/blog/hydrogen-supply-outlook-2024-a-reality-check/>

BOGDANOV, D; FARFAN, J; SADOVSKAIA, K; AGHAHOSSEINI, A; CHILD, M; GULAGI, A; OYEWO, AS; DE SOUZA NOEL SIMAS BARBOSA, L; BREYER, C. Radical transformation pathway towards sustainable electricity via evolutionary steps. *Nat Commun.* 2019, v.10(1), p.1077. doi: 10.1038/s41467-019-08855-1 Disponível em <https://www.nature.com/articles/s41467-019-08855-1>

BRASIL. PROGRAMA NACIONAL DE HIDROGÊNIO – PNH2.2023. <https://www.gov.br/mme/pt-br/programa-nacional-do-hidrogenio-1>

BRASIL. LEI nº 14.948, de 2 de agosto de 2024a. https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2024/lei/L14948.htm

BRASIL. LEI nº 14.990, de 2 de agosto de 2024b. https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2024/lei/L14990.htm#:~:text=LEI%20N%C2%BA%2014.990%2C%20DE%2027,2%20de%20agosto%20de%202024.

BUTTLER, A; SPLIETHOFF, H. Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: a review. *Renew*

Sustain Energy Rev, v. 82, 2018, p. 2440-2454. Disponível em <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.003>

CHENG, J.; ZHANG, V.; CHEN, G.; ZHANG, Y. Study of $\text{Ir}_x\text{Ru}_{1-x}\text{O}_2$ oxides as anodic electrocatalysts for solid polymer electrolyte water electrolysis. *Electrochim. Acta*, n. 54, pp. 6250-6256, 2009. Disponível em <https://doi.org/10.1016/j.electacta.2009.05.090>

CNI. Hidrogênio sustentável: perspectivas e potencial para a indústria brasileira / Confederação Nacional da Indústria. Brasília: CNI, 2022. https://static.portaldaindustria.com.br/portaldaindustria/noticias/media/filer_public/b4/73/b47388bd-e740-4df1-80a9-9b8ecbf9720f/estudo_hidrogenio_sustentavel.pdf

CSIRO. Asian Renewable Energy Hub Overview. 2024. Disponível em <https://research.csiro.au/hyresource/australian-renewable-energy-hub/>

DELOITTE. Fueling the future of mobility: hydrogen electrolyzers. 2021. Disponível em <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/jp/Documents/global-business-support/jp-gbs-fueling-the-future-of-mobility-hydrogen-electrolyzers.pdf>

DNV. Det Norske Veritas. (2022). Hydrogen Forecast to 2050. Disponível em: <https://www.dnv.com/energy/hydrogen>

ELETROBRAS FURNAS. Projeto TH2 FURNAS. 2022a. <https://www.furnas.com.br/subsecao/1666>

ELETROBRAS FURNAS. Projeto de P&D ANEEL PD 00394-1606/2016 “Desenvolvimento de sinergia entre as fontes hidrelétrica e solar com armazenamento de energias sazonais e intermitentes em sistemas a hidrogênio e eletroquímico (SHSBH2)”. Relatório Final. 2022b.

ELETROBRAS FURNAS. Usina de Itumbiara. 2023. <https://www.furnas.com.br/itumbiara>

ELETROBRAS FURNAS. Hidrogênio Verde: workshop capacita equipes que atuam na planta da Eletrobras. 2024. <https://www.furnas.com.br/noticia/103/noticias/3086/hidrogenio-verde-workshop-capacita-equipes-que-atuam-na-plan>

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. Nota Técnica - Produção e Consumo de Hidrogênio em Refinarias no Brasil, EPE/DPG/SDB/2022/01. 2022. Available online: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-667/NT-EPE-DPG-SDB-2022-01%20-%20Hidrog%C3%AAnio%20em%20Refinarias.pdf>

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional 2023: Ano base 2022 / Empresa de Pesquisa Energética. – Rio de Janeiro: EPE, 2023.

EPRI. Electric Power Research Institute. Technology Brief Water Electrolyzer - Stack Degradation. 2022. Disponível em <https://restservice.epri.com/publicdownload/000000003002025148/0/Product>

ENGINEERING SOFTWARE. Hydrogen Physical Properties Online Calculator. 2024. <https://www.engineering-4e.com/h2-physical-properties-calculator>

ERNST & YOUNG LLP. India's Green Hydrogen Revolution - An Ambitious Approach. 2024. Disponível em <https://static.pib.gov.in/WriteReadData/specificdocs/documents/2024/may/doc2024510336301.pdf>

FERREIRA, P. F. P. Infraestrutura para uso energético do hidrogênio: estações de abastecimento para veículos com células a combustível. Tese. Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP: [s.n.], 2007.

FRANCO, A.; GIOVANNINI, C. Recent and Future Advances in Water Electrolysis for Green Hydrogen Generation: Critical Analysis and Perspectives. *Sustainability*. v. 15, p. 16917, 2023. Disponível em <https://doi.org/10.3390/su152416917>

FURTADO JUNIOR, J. C; Análise da Integração Hidro-Solar Auxiliada por Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica na Forma de Hidrogênio junto a Usinas Hidrelétricas. Tese. Universidade Estadual de Campinas, 2021, s.n.

GAMBOU, F.; GUILBERT, D.; ZASADZINSKI, M.; RAFARALAHY, H. A Comprehensive Survey of Alkaline Electrolyzer Modeling: Electrical Domain and Specific Electrolyte Conductivity. *Energies*, n. 15, pp. 3452, 2022. <https://doi.org/10.3390/en15093452>

GESEL. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Observatório de Hidrogênio nº 13. 30 p. 2024.

GONZÁLEZ, E. L; LLERENA, F. I; PÉREZ, M. S; IGLESIAS, F. R; MACHO, J. G. Energy evaluation of a solar hydrogen storage facility: comparison with other electrical energy storage Technologies. *Int J Hydrog Energy*, v. 40, 2015, pp. 5518-5525. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.01.181>

GUERRERO, C; FISCHER, U; KRAUTZ, H. J. A experiência da Alemanha no Armazenamento de Energia por meio de Hidrogênio. Seminário: Estado da Arte do Armazenamento de Energia e Inserção de Fontes Renováveis Intermitentes. IEE USP, 2018. <https://www.iee.usp.br/sites/default/files/anexoseventos/1-2018%20-03-19--Sao%20Paulo--Hans%20Joachim%20Krautz%20%20Experience%20of%20Germany%20in%20Hydrogen%20Storage%20V2-2.pdf>

HASSAN, Q; ALGBURI, S; SAMEEN, A. Z; SALMAN, H. M; JASZCZUR, M. A review of hybrid renewable energy systems: Solar and wind-powered solutions: Challenges, opportunities, and policy implications. Results in Engineering, v. 20, 2023, pp. 101621. <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2023.101621>

HYDROGEN COUNCIL. Hydrogen Insights 2021: A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness. 2021. <https://hydrogencouncil.com>.

Hydrogen Europe. H2FUTURE Project. 2023. Disponível em: <https://www.h2future-project.eu/en>

HURTUBIA, B.; SAUMA E. Economic and environmental analysis of hydrogen production when complementing renewable energy generation with grid electricity. Applied energy 2021, 304, pp. 117739 - 117739, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117739>

IDEAL SOFTWARE. Índices Econômicos - Dólar Comercial 2022. <https://idealsoftwares.com.br/indices/dolar2022.html>

IEA. International Energy Agency. Stated Policies Scenario (STEPS). Disponível em <https://www.iea.org/reports/global-energy-and-climate-model/stated-policies-scenario-steps>

IEA. International Energy Agency, Global Hydrogen Review 2021. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>

IEA. International Energy Agency. Global Hydrogen Review 2022, IEA, Paris, 2022. Disponível <https://iea.blob.core.windows.net/assets/c5bc75b1-9e4d-460d-9056-6e8e626a11c4/GlobalHydrogenReview2022.pdf>

IEA. International Energy Agency. Global Hydrogen Review 2023, IEA, Paris, 2023b. Disponível em <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>

IEA. International Energy Agency. Towards hydrogen definitions based on their emissions intensity. 2023a. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/acc7a642-e42b-4972-8893-2f03bf0bfa03/Towardshydrogendefinitionsbasedontheiremissionsintensity.pdf>

IEA. International Energy Agency. World Energy Outlook. 2024a. Disponível em <https://iea.blob.core.windows.net/assets/a5ba91c9-a41c-420c-b42e-1d3e9b96a215/WorldEnergyOutlook2024.pdf>

IEA. International Energy Agency. Global Hydrogen Review 2024. 2024b. Disponível em <https://iea.blob.core.windows.net/assets/89c1e382-dc59-46ca-aa47-9f7d41531ab5/GlobalHydrogenReview2024.pdf>

IEA. International Energy Agency. Renewables 2024: Analysis and forecast to 2030. 2024c. Disponível em <https://iea.blob.core.windows.net/assets/45704c88-a7b0-4001-b319-c5fc45298e07/Renewables2024.pdf>

IRENA. International Renewable Energy Agency. Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C climate goal. 2020. Disponível em: <https://www.irena.org/publications>

IRENA. International Renewable Energy Agency. World Energy Transitions Outlook 1.5°C Pathway, Abu Dhabi, 2021.

IRENA. Coalition for Action. Decarbonising end-use sectors: Green hydrogen certification, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2022.

IRENA. Solar PV supply chains: Technical and ESG standards for market integration. 2024. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA_Solar_PV_supply_chains_technical_ESG_standards_2024.pdf

IRENA; BLUERISK. Water for hydrogen production, International Renewable Energy Agency, BlueRisk, Abu Dhabi, United Arab Emirates. 2023. Disponível em https://www.irena.org/Publications/2023/Dec/Water-for-hydrogen-production?trk=public_post_comment-text.

JANSSEN J.; WEEDA, M.; DETZ, R.; ZWAAN B.; Country-specific cost projections for renewable hydrogen production through off-grid electricity systems. Applied energy, 2022, 309, pp.118398–118398, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118398>

KUMAR, P; DATE, A; MAHMOOD, N; KUMAR, R; SHABANI, B. Freshwater supply for hydrogen production: An underestimated challenge. International Journal of Hydrogen Energy, v. 78, pp. 202-217, 2024. Disponível em <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.06.257>

LAMAGNA, M; GROPPi, D; NASTASI, B. Reversible solid oxide cells applications to the building sector. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 48, pp. 27033-27058, 2023. Disponível em <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.03.387>

LIANG, M. YU, B. WEN, M. CHEN, J. XU, J. ZHAI, Y. Preparation of LSM-YSZ composite powder for anode of solid oxide electrolysis cell and its activation mechanism. *J. Power Sources*, n. 190, pp. 341-345, 2009.

MILLET, P. High-pressure PEM water electrolysis and corresponding safety issues. *International Journal of Hydrogen Energy*, n. 36, v.3, pp. 2721-2728, 2011. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.03.058>

MOÇOTEGUY, P. BRISSE, A. European Institute for Energy Research (EIFER), Emmy-Noeth. A review and comprehensive analysis of degradation mechanisms of solid oxide electrolysis cells *Int. J. Hydrogen Energy*, n. 38, pp. 15887-15902, 2013. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.09.045>

MORI, M.; MRZLJAK, T.; DROBNIC, B.; SEKAVCNIK, M. Integral Characteristics of Hydrogen Production in Alkaline Electrolysers. *Stroj.Vestn. J. Mech. Eng*, n. 59, p. 585–594, 2013. https://www.researchgate.net/publication/267979954_Integral_Characteristics_of_Hydrogen_Production_in_Alkaline_Electrolysers.

NGHC. NEOM Green Hydrogen Company. 2025. Disponível em <https://nghc.com/about/>

NIKOLAIDIS, P. POULLIKKAS, A. A comparative overview of hydrogen production processes. *Renewable Sustainable Energy Rev.*, n. 67, pp. 597-611, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.044>

NREL. Energy Analysis. Levelized Cost of Energy Calculator. <https://www.nrel.gov/analysis/tech-lcoe.html>

ODENWELLER, A.; UECKERDT, F. The green hydrogen ambition and implementation gap. *Nat Energy*, v.10, pp.110–123, 2025. <https://doi.org/10.1038/s41560-024-01684-7>

ONS. Sobre o ONS. 2024. <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>

PARRA, D; VALVERDE, L; PINO, J.F; PATEL, M. K. A review on the role, cost and value of hydrogen energy systems for deep decarbonization. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.101, 2019, p. 279-294. Disponível em <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.11.010>

PARK, J; RYU, K. H.; KIM, C. H.; CHO, W. C.; KIM, M.; LEE, J. H.; CHO, H.S; LEE, J. H. Green hydrogen to tackle the power curtailment: Meteorological data-based capacity factor and techno-economic analysis, *Applied Energy*, 2023, 340, 121016, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121016>

PWC. The green hydrogen economy. 2024. <https://www.pwc.com/gx/en/industries/energy-utilities-resources/future-energy/green-hydrogen-cost.html#the-current-situation>

RETHINK ENERGY. Market dynamics to drag green hydrogen to \$1.50/kg by 2030. 2022. <https://rethinkresearch.biz/articles/market-dynamics-to-drag-green-hydrogen-to-1-50-kg-by-2030/>

REZAEI, M; AKIMOV, A; MACA. GRAY, E. Economics of renewable hydrogen production using wind and solar energy: A case study for Queensland, Australia, *Journal of Cleaner Production*, 435, 2024,140476, <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.140476>

RIEDEL, V. Análise Técnica de um Sistema de Armazenamento de Energia Elétrica Produzida por Fontes Renováveis Utilizando Sistemas de Baterias e Células a Combustível a Hidrogênio. Universidade Estadual de Campinas. Campinas. SP. 2019. Disponível em <https://repositorio.unicamp.br/acervo/detalhe/1157281>.

REN, GUORUI & LIU, JINFU & WAN, JIE & GUO, YUFENG & YU, DAREN. Overview of wind power intermittency: Impacts, measurements, and mitigation solutions. *Applied Energy*, 2017, v. 204, p. 47-65. 10.1016/j.apenergy.2017.06.098

SABA, S.M.; MÜLLER, M; ROBINIUS, M.; STOLTEN, D. The investment costs of electrolysis – A comparison of cost studies from the past 30 years. *International Journal of Hydrogen Energy*, n. 43, v.3, pp. 1209-1223, 2018. Disponível em <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.11.115>

SANTANA, J.C.C.; MACHADO, P.G.; NASCIMENTO, C.A.O.D.; RIBEIRO, C.D.O. Economic and Environmental Assessment of Hydrogen Production from Brazilian Energy Grid. *Energies* 2023, 16, 3769. <https://doi.org/10.3390/en16093769>

SILVA, E. P. Da. Introdução à Tecnologia e Economia do Hidrogênio. Unicamp: Campinas, 1991.

SILVA, E.P; NEVES, N.P. Research and development at the UNICAMP laboratory of hydrogen, Brazil, 1975–1992, *Int. J. Hydrogen Energy*, 1992, 17, 12, [https://doi.org/10.1016/0360-3199\(92\)90054-Z](https://doi.org/10.1016/0360-3199(92)90054-Z)

SILVA, E. P. Da. Fontes Renováveis de Energia - Produção de energia para um desenvolvimento sustentável. Livraria da Física: Campinas, SP, 2014.

SOARES, G. Unlocking the country's Pre-Salt Part I - Lessons from the United States and Denmark. 2023. Energy Essay.

S&P GLOBAL. China's hydrogen ambitions may ride on Sinopec's Kuqa project in Xinjiang. Disponível em <https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/news-research/latest-news/energy-transition/011124-chinas-hydrogen-ambitions-may-ride-on-sinopecs-kuqa-project-in-xinjiang?>

TSOTRIDIS, G.; PILENGA, A. EU harmonised terminology for low-temperature water electrolysis for energy-storage applications. P-DF: ISBN 978-92-79-90387-8, ISSN 1831-9424, 2018, doi:10.2760/014448.

UNFCCC. About COP 28. 2023. <https://unfccc.int/process-and-meetings/conferences/un-climate-change-conference-united-arab-emirates-nov/dec-2023/about-cop-28>

URSÚA, A; GANDÍA, L. M.; SANCHIS, P. Hydrogen production from water electrolysis: Current status and future trends. Proceedings of the IEEE, [s. l.], v. 100, n. 2, pp. 410–426, 2012.

ZENG, K.; ZHANG, D. Recent progress in alkaline water electrolysis for hydrogen production and applications. Progress in Energy and Combustion Science, [s. l.], v. 36, n. 3, p. 307–326, 2010. <http://dx.doi.org/10.1016/j.pecs.2009.11.002>

XIANG, C; PAPADANTONAKIS, K. M; LEWIS, N. S. Principles and implementations of electrolysis systems for water splitting. Royal Society of Chemistry, 2016, 3 ed, 169-173 p. [10.1039/C6MH00016A](https://doi.org/10.1039/C6MH00016A)

XU, W. SCOTT, K. The effects of ionomer content on PEM water electrolyser membrane electrode assembly performance. Int. J. Hydrogen Energy, n. 35 pp. 12029-12037, 2010. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.08.055>

APÊNDICES

APÊNDICE A - CÁLCULO DA IRRADIAÇÃO SOLAR MÉDIA NA UHE ITUMBIARA

Dados	Ano Completo de 2020		Diferença do horário SCADA e horário local		4,75 minutos	
Local	UHE Itumbiara					
Hora do dia (SCADA) ▾	Média de Irradiação solar P1 (W/m²)	Média de Irradiação solar P2 (W/m²)	Irradiação Média (W/m²)	Distribuição Solar SCADA	Horário Local (Corrigido)	Distribuição Solar Corrigida
0	0,0	0,0	0,0	0,0%	0	0,0%
1	0,0	0,0	0,0	0,0%	1	0,0%
2	0,0	0,0	0,0	0,0%	2	0,0%
3	0,0	0,0	0,0	0,0%	3	0,0%
4	0,0	0,0	0,0	0,0%	4	0,0%
5	0,8	0,9	0,8	0,0%	5	0,0%
6	32,8	33,2	33,0	0,6%	6	0,4%
7	174,2	173,3	173,8	3,1%	7	2,6%
8	378,2	376,6	377,4	6,6%	8	6,2%
9	562,1	561,6	561,9	9,9%	9	9,4%
10	708,7	710,8	709,7	12,5%	10	12,1%
11	798,7	803,8	801,2	14,1%	11	14,0%
12	813,7	817,2	815,5	14,3%	12	14,4%
13	754,0	754,3	754,2	13,3%	13	13,5%
14	629,3	628,4	628,9	11,1%	14	11,5%
15	470,1	469,3	469,7	8,3%	15	8,6%
16	270,4	269,3	269,8	4,7%	16	5,4%
17	83,0	81,6	82,3	1,4%	17	1,8%
18	6,7	6,8	6,8	0,1%	18	0,3%
19	0,0	0,0	0,0	0,0%	19	0,0%
20	0,0	0,0	0,0	0,0%	20	0,0%
21	0,0	0,0	0,0	0,0%	21	0,0%
22	0,0	0,0	0,0	0,0%	22	0,0%
23	0,0	0,0	0,0	0,0%	23	0,0%
Total Geral	235,40	235,58	235,5	100,0%		100,0%

Irradiação Solar Média (W/m².dia)
Fator de Capacidade

5,65
23,5%

APÊNDICE B – BALANÇO DE ENERGIA DA PLANTA PILOTO

	Horas do dia	Distribuição Solar	Geração FV (kWh)	Geração UHE (kWh)	Consumo Eletrolisador (kWh/h)	Produção de H ₂ (Nm ³ /h)
0	0	0,0%	-	271,03	271,03	50,85
1	1	0,0%	-	271,03	271,03	50,85
2	2	0,0%	-	271,03	271,03	50,85
3	3	0,0%	-	271,03	271,03	50,85
4	4	0,0%	-	271,03	271,03	50,85
5	5	0,0%	-	271,03	271,03	50,85
6	6	0,4%	18,09	252,94	271,03	50,85
7	7	2,6%	115,34	155,70	271,03	50,85
8	8	6,2%	280,42	-	271,03	50,85
9	9	9,4%	425,16	-	271,03	50,85
10	10	12,1%	547,28	-	271,03	50,85
11	11	14,0%	600,00	-	271,03	50,85
12	12	14,4%	600,00	-	271,03	50,85
13	13	13,5%	600,00	-	271,03	50,85
14	14	11,5%	520,14	-	271,03	50,85
15	15	8,6%	388,97	-	271,03	50,85
16	16	5,4%	244,24	26,79	271,03	50,85
17	17	1,8%	81,41	189,62	271,03	50,85
18	18	0,3%	11,31	259,72	271,03	50,85
19	19	0,0%	-	271,03	271,03	50,85
20	20	0,0%	-	271,03	271,03	50,85
21	21	0,0%	-	271,03	271,03	50,85
22	22	0,0%	-	271,03	271,03	50,85
23	23	0,0%	-	271,03	271,03	50,85
		Total	4.432,36	3.866,13	6.504,78	1.220,41

Produção de Hidrogênio = 271,03 (kW)/5,33 (kWh.Nm⁻³) = 50,85 Nm³.h⁻¹

APÊNDICE C - DADOS DA OPERAÇÃO DO SISTEMA DE ELETRÓLISE EM 2021 E 2023

Data da Operação	10/09/2021	
Contador Inicial da Produção de Hidrogênio (Supervisório Eletrolisador)	692,5	Nm ³
Contador Final da Produção de Hidrogênio (Supervisório Eletrolisador)	1.050,9	Nm ³
Produção Total de Hidrogênio no Ensaio	358,4	Nm ³
Potência Média na Operação	271,6	kW
Tempo de Operação	7,03	Horas
Produção Média de Hidrogênio	50,96	Nm ³ /h
Consumo Específico Medido (Volume)	5,33	kWh/Nm ³
Consumo Específico Medido (Massa)	59,31	kWh/kg
Data da Operação	08/10/2023	
Contador Inicial da Produção de Hidrogênio (Supervisório Eletrolisador)	32.300,11	Nm ³
Contador Final da Produção de Hidrogênio (Supervisório Eletrolisador)	32.651,13	Nm ³
Produção Total de Hidrogênio no Ensaio	351,02	Nm ³
Potência Média na Operação	273,24	kW
Tempo de Operação	7,03	Horas
Produção Média de Hidrogênio	49,91	Nm ³ /h
Consumo Específico Medido (Volume)	5,47	kWh/Nm ³
Consumo Específico Medido (Massa)	60,92	kWh/kg

APÊNDICE D – CÁLCULO DO CUSTO EQUIVALENTE DE ENERGIA ELÉTRICA DA UFV 800 kWp

Serviços			IPP (até set/22)	Custo corrigido pela inflação (09/2022)
Projeto Básico e Executivo UFV	jan/17	R\$ 667.881,77	98,9%	R\$ 1.328.240,42
Plano de comissionamento, pré-operação, inspeção e testes UFV	jan/17	R\$ 39.287,16	98,9%	R\$ 78.131,78
As Built UFV	jan/17	R\$ 39.287,16	98,9%	R\$ 78.131,78
Memorial Descritivo de Funcionamento UFV	jan/17	R\$ 39.287,16	98,9%	R\$ 78.131,78
Levantamento Topográfico	jan/17	R\$ 1.282,72	98,9%	R\$ 2.550,99
Preparação do Terreno	jan/17	R\$ 6.413,61	98,9%	R\$ 12.754,98
Obras civil	jan/17	R\$ 55.798,41	98,9%	R\$ 110.968,30
Montagem Elétromecânica da UFV	jan/17	R\$ 437.030,09	98,9%	R\$ 869.137,40
Comissionamento	jan/17	R\$ 21.498,33	98,9%	R\$ 42.754,50
Limpeza da área e remoção de restos de materiais do gerador fotovoltaico	jan/17	R\$ 641,36	98,9%	R\$ 1.275,50
Materiais				
Módulos Fotovoltaicos (04/2020)	abr/20	R\$ 1.373.148,44	62,4%	R\$ 2.229.317,76
Inversores fotovoltaicos (12/2019)	dez/19	R\$ 194.300,90	66,7%	R\$ 323.889,53
Estrutura metálica para módulos fotovoltaicos	jan/17	R\$ 502.684,27	98,9%	R\$ 999.706,23
Fundações para estruturas da UFV	jan/17	R\$ 29.605,33	98,9%	R\$ 58.877,18
Custo Total UFV			set/22	
		R\$ 6.213.868,12		BRL
Dolar		R\$ 5,25		BRL/USD
Custo UFV 2022 Dolar		\$ 1.183.593,93		USD
Potência Instalada		800,28		kWp
Custo por kWp		\$ 1.478,97		USD/kWp
OPEX		\$ 22,18		USD/kWp.ano
LCOE (NREL)		\$ 0,07		USD/kWh
LCOE (NREL)		\$ 72		USD/MWh

APÊNDICE E – BALANÇO DE ENERGIA DA PLANTA AMPLIADA

Horas do dia	Distribuição Solar	Geração FV (MWh)	Geração UHE (MWh)	Consumo Eletrolisador (MWh/h)	Produção de H2 (t/h)	Armazenamento (t)
0	0,0%	-	549,30	549,30	10,67	10,67
1	0,0%	-	549,30	549,30	10,67	21,33
2	0,0%	-	549,30	549,30	10,67	32,00
3	0,0%	-	549,30	549,30	10,67	42,66
4	0,0%	-	549,30	549,30	10,67	53,33
5	0,0%	-	549,30	549,30	10,67	64,00
6	0,4%	37,21	512,09	549,30	10,67	74,66
7	2,6%	237,24	312,06	549,30	10,67	85,33
8	6,2%	576,83	-	549,30	10,67	95,99
9	9,4%	874,55	-	549,30	10,67	106,66
10	12,1%	1.125,75	-	549,30	10,67	117,33
11	14,0%	1.297,87	-	549,30	10,67	127,99
12	14,4%	1.339,73	-	549,30	10,67	138,66
13	13,5%	1.251,35	-	549,30	10,67	149,32
14	11,5%	1.069,93	-	549,30	10,67	159,99
15	8,6%	800,12	-	549,30	10,67	170,66
16	5,4%	502,40	46,90	549,30	10,67	181,32
17	1,8%	167,47	381,83	549,30	10,67	191,99
18	0,3%	23,26	526,04	549,30	10,67	202,65
19	0,0%	-	549,30	549,30	10,67	213,32
20	0,0%	-	549,30	549,30	10,67	223,99
21	0,0%	-	549,30	549,30	10,67	234,65
22	0,0%	-	549,30	549,30	10,67	245,32
23	0,0%	-	549,30	549,30	10,67	255,98
	Total	9.303,70	7.821,21	13.183,20	255,98	

Produção de Hidrogênio = $549,3 \text{ (MW)} / 51,5 \text{ (MWh.t}^{-1}) = 10,67 \text{ t.h}^{-1}$

APÊNDICE F - ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DA PLANTA PILOTO

Variação do Parâmetro	-20%	-10%	0%	10%	20%
Custo da eletricidade	\$ 20,54	\$ 20,92	\$ 21,30	\$ 21,69	\$ 22,07
Participação da Fonte Solar	\$ 21,21	\$ 21,26	\$ 21,30	\$ 21,35	\$ 21,40
OPEX	\$ 19,78	\$ 20,54	\$ 21,30	\$ 22,07	\$ 22,83
CAPEX	\$ 19,33	\$ 20,32	\$ 21,30	\$ 22,29	\$ 23,28
Fator de capacidade	\$ 25,68	\$ 23,25	\$ 21,30	\$ 19,71	\$ 18,39
Taxa de desconto	\$ 20,42	\$ 20,86	\$ 21,30	\$ 21,76	\$ 22,23
Eficiência Eletrólise		\$ 21,73	\$ 21,30	\$ 20,96	

Parâmetro	Variação do LCOH com Redução do Parâmetro	Variação do LCOH com Aumento do Parâmetro	Delta Variação LCOH
Participação da Fonte Solar	\$ -0,10	\$ 0,10	\$ 0,19
Eficiência Eletrólise	\$ 0,42	\$ -0,35	\$ 0,77
Taxa de desconto	\$ -0,88	\$ 0,92	\$ 1,80
Custo da eletricidade	\$ -0,76	\$ 0,76	\$ 1,52
OPEX	\$ -1,53	\$ 1,53	\$ 3,05
CAPEX	\$ -1,97	\$ 1,97	\$ 3,95
Fator de capacidade	\$ 4,37	\$ -2,92	\$ 7,29

APÊNDICE G – ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DA PLANTA AMPLIADA

Variação do Parâmetro	-20%	-10%	0%	10%	20%
OPEX	\$ 3,58	\$ 3,61	\$ 3,63	\$ 3,66	\$ 3,69
Taxa de desconto	\$ 3,55	\$ 3,59	\$ 3,63	\$ 3,67	\$ 3,72
Participação da Fonte Solar	\$ 3,72	\$ 3,68	\$ 3,63	\$ 3,59	\$ 3,54
CAPEX	\$ 3,45	\$ 3,54	\$ 3,63	\$ 3,73	\$ 3,82
Fator de capacidade	\$ 3,93	\$ 3,77	\$ 3,63	\$ 3,52	\$ 3,43
Eficiência Eletrólise		\$ 4,04	\$ 3,63	\$ 3,30	
Custo da eletricidade	\$ 3,15	\$ 3,39	\$ 3,63	\$ 3,88	\$ 4,12

Parâmetro	Variação do LCOH com Redução do Parâmetro	Variação do LCOH com Aumento do Parâmetro	Delta Variação LCOH
OPEX	\$ -0,05	\$ 0,05	\$ 0,10
Taxa de desconto	\$ -0,08	\$ 0,08	\$ 0,16
Participação da Fonte Solar	\$ 0,09	\$ -0,09	\$ 0,18
CAPEX	\$ -0,19	\$ 0,19	\$ 0,38
Fator de capacidade	\$ 0,30	\$ -0,20	\$ 0,50
Eficiência Eletrólise	\$ 0,40	\$ -0,33	\$ 0,73
Custo da eletricidade	\$ -0,49	\$ 0,49	\$ 0,97