



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM**  
**ENGENHARIA DE ENERGIA**



**Análise Técnica e Econômica do Sistema Solar Fotovoltaico para Produção de**  
**Hidrogênio Verde para Exportação**

**WANYA MENDONÇA CARLOS**

**ITAJUBÁ – MG**  
**2025**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM**  
**ENGENHARIA DE ENERGIA**

**WANYA MENDONÇA CARLOS**

**Análise Técnica e Econômica do Sistema Solar Fotovoltaico para Produção de  
Hidrogênio Verde para Exportação**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia de Energia.

Área de Concentração: Energia, Meio Ambiente e Sociedade

Orientador: Prof. Dr. Geraldo Lúcio Tiago Filho  
Coorientador: Prof. Dr. Ivan Felipe Silva dos Santos

**ITAJUBÁ – MG**  
**2025**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM**  
**ENGENHARIA DE ENERGIA**

**WANYA MENDONÇA CARLOS**

**Análise Técnica e Econômica do Sistema Solar Fotovoltaico para Produção de**  
**Hidrogênio Verde para Exportação**

Dissertação aprovada por banca examinadora em 26 de março de 2025, conferindo à autora  
o título de **Mestre em Ciências em Engenharia de Energia**.

**Banca Examinadora**

Prof. Dr. Geraldo Lúcio Tiago Filho

Prof. Dr. Ivan Felipe Silva dos Santos

Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Regina Mambeli Barros

Prof. Dr. Johnson Herlich Roslee Mensah

**ITAJUBÁ – MG**  
**2025**

*Dedico este trabalho primeiramente a Deus por me sustentar em cada etapa desta caminhada, aos meus pais, José Roberto Carlos e Vânia Mendonça Carlos pela oportunidade de crescer por meio dos estudos e a todos os professores e profissionais do ensino que participaram e colaboraram com meu crescimento até hoje.*

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço, primeiramente, a Deus por guiar meus passos e me conceder a realização de mais um sonho.

Aos meus pais, José Roberto Carlos e Vânia Mendonça Carlos, por transmitirem o valor da educação.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Geraldo Lúcio Tiago Filho, e coorientador, Prof. Dr. Ivan Felipe Silva dos Santos, por acreditarem na minha capacidade e pela valiosa colaboração na realização e conclusão deste trabalho.

Ao Bruno Felix Souza, pela ajuda, apoio e motivação durante todo o processo.

À Eloise, pela companhia e suporte ao longo desta jornada.

À Universidade Federal de Itajubá, pela oportunidade de crescer acadêmica e profissionalmente.

Aos professores do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia da Unifei, pelo compromisso com o conhecimento.

A todos os amigos que me acompanharam e apoiaram ao longo desta caminhada.

A todos os professores e profissionais do ensino que colaboraram para que eu chegasse até aqui.

*“A disciplina é a mãe do êxito.”*

**Ésquilo**

## **RESUMO**

Com a necessidade de transição da matriz energética mundial, vários países buscam ampliar o uso de fontes renováveis de energia. Nesse cenário, o interesse pela tecnologia do hidrogênio verde é crescente, e o Brasil, devido seu potencial de geração renovável, torna-se forte candidato a liderar a produção e exportação desse combustível. O objetivo desse estudo é avaliar a viabilidade técnica e econômica da produção de hidrogênio verde no Brasil destinada à exportação. Para isso, utiliza-se um estudo de caso fictício no qual é dimensionado um sistema de geração fotovoltaica para alimentar um eletrolisador baseado em eletrólise alcalina da água, com vida útil de 20 anos instalado no município de Cabo de Santo Agostinho, em Pernambuco. A análise de viabilidade econômica é conduzida por meio dos métodos Payback, Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e Custo Nivelado do hidrogênio (LCOH). Com base em uma análise de cenários, os resultados indicam que o preço mínimo de venda do kg do hidrogênio que viabiliza a exportação varia entre US\$ 4,11 em um cenário otimista a US\$ 4,73 em um cenário pessimista. Conclui-se que os altos custos do eletrolisador e da eletricidade renovável são os principais entraves à viabilidade econômica. Dessa forma, o avanço tecnológico nessas áreas é essencial para tornar o investimento mais atrativo e competitivo no mercado internacional.

**Palavras-chave.** Energia Renovável, Energia Solar, Análise de viabilidade, hidrogênio verde

## **ABSTRACT**

With the global need to transition the energy matrix, several countries are seeking to expand the use of renewable energy sources. In this context, interest in green hydrogen technology is growing, and Brazil, due to its high renewable generation potential, stands out as a strong candidate to lead in the production and export of this fuel. The aim of this study is to evaluate the technical and economic feasibility of green hydrogen production in Brazil for export purposes. To achieve this, a fictional case study is developed, in which a photovoltaic generation system is sized to supply power to an alkaline water electrolyzer with a 20-year lifespan, installed in the municipality of Cabo de Santo Agostinho, in the state of Pernambuco. The economic feasibility analysis is conducted using the Payback method, Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), and the Levelized Cost of Hydrogen (LCOH). Based on a scenario analysis, results indicate that the minimum selling price per kilogram of hydrogen to enable export ranges from US\$ 4.11 in an optimistic scenario to US\$ 4.73 in a pessimistic one. It is concluded that the high costs of the electrolyzer and renewable electricity are the main barriers to economic feasibility. Therefore, technological advancements in these areas are essential to make the investment more attractive and competitive in the international market.

**Key words. Renewable Energy, Solar Energy, Forecast Analysis, Green Hydrogen**

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Objetivos de desenvolvimento sustentável .....	2
Figura 2 - Quadro de emissões evitadas atualizado em 04/03/2024 .....	3
Figura 3 - Grau de cumprimento com o Acordo de Paris dos a) artigos e b) parágrafos e alíneas .....	4
Figura 4 - Matriz Elétrica Brasileira.....	5
Figura 5 - Demanda mundial de hidrogênio por setores de 2020 – 2030.....	12
Figura 6 - Comparação da demanda global de hidrogênio em cenários governamentais e de emissão zero de carbono até 2050 .....	13
Figura 7 - Processos para obtenção de hidrogênio comercial .....	14
Figura 8 - Cartograma de gasodutos.....	16
Figura 9 - Estimativa dos custos de diferentes tipos de transporte por unidade de hidrogênio .....	19
Figura 10 - Processo de produção de hidrogênio .....	20
Figura 11 - Rotas para produção de hidrogênio e o seu uso final .....	21
Figura 12 - Projeções de preços em diversos países para hidrogênio verde, azul e cinza em 2030 .....	24
Figura 13 - Configuração de um processo de eletrólise .....	26
Figura 14 - Eletrolisador unipolar (1) e bipolar (2).....	28
Figura 15 - Ilustração de um eletrolisador de água alcalino.....	29
Figura 16 - Projeto de sistema para um eletrolisador alcalino .....	30
Figura 17 - Ilustração de um eletrolisador PEM.....	31
Figura 18 - Projeto de sistema para um eletrolisador PEM.....	32
Figura 19 - Projeto de sistema para um eletrolisador AEM .....	33
Figura 20 - Ilustração de um eletrolisador de água de óxido sólido.....	34
Figura 21 - Projeto de sistema para um eletrolisador de óxido sólido .....	35
Figura 22 - Eixos temáticos do PNH <sub>2</sub> .....	37
Figura 23 - Fluxograma do procedimento de cadastro inicial para certificação de hidrogênio .....	41
Figura 24 - Modalidade de classificação da certificação de hidrogênio.....	42

Figura 25 - Ilustração do Caso 1.1.....	42
Figura 26 - Possibilidades de certificação ao longo do tempo para o Caso 1.1 .....	43
Figura 27 - Ilustração do Caso 1.2.....	43
Figura 28 - Possibilidades de certificação ao longo do tempo para o Caso 1.2 .....	44
Figura 29 - Ilustração do Caso 1.3.....	44
Figura 30 - Possibilidades de certificação ao longo do tempo para o Caso 1.3 .....	45
Figura 31 - Ilustração do Caso 2.....	45
Figura 32 - Possibilidades de certificação ao longo do tempo para o Caso 2 .....	46
Figura 33 - Ângulos de incidência do sol no sol no módulo solar .....	48
Figura 34 - Princípio de operação da célula solar fotovoltaica .....	48
Figura 35 - Crescimento exponencial da fonte solar fotovoltaica .....	50
Figura 36 - Mapa solar diário no Brasil.....	51
Figura 37 - Capacidade instalada por estado (GW) até fevereiro de 2023.....	53
Figura 38 - Esquema de eletrólise a partir da energia solar.....	54
Figura 39 - Sistema esquemático proposto para esse estudo de caso.....	57
Figura 40 - Fluxograma com as etapas para caracterização do estudo de caso e dimensionamento do sistema.....	58
Figura 41 - Localização do Porto de Suapé e região de Cabo de Santo Agostinho - PE .....	67
Figura 42 - Irradiação solar no plano horizontal .....	74
Figura 43 - Irradiação solar segundo dados do GLOBAL SOLAR ATLAS.....	74
Figura 44 - Diagrama solar em Cabo de Santo Agostinho.....	76
Figura 45 - VPL e TIR do cenário base.....	84
Figura 46 - VPL e TIR do cenário pessimista .....	86
Figura 47 - VPL e TIR do cenário otimista .....	88
Figura 48 - VPL e TIR de cada cenário.....	89
Figura 49 - VPL e TIR considerando chance de ocorrência.....	90

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Classificação do hidrogênio em cores de acordo com o processo de produção..	22
Tabela 2 - Ranking de 2023 dos países com maior capacidade de geração de energia fotovoltaica .....	52
Tabela 3 - Dados do local do estudo de caso.....	68
Tabela 4 - Dados gerais do eletrolisador .....	69
Tabela 5 - Capex e Opex do eletrolisador Scalum® 20 MW Unit.....	71
Tabela 6 - Tarifa de cobrança pelo uso da água no estado de Pernambuco .....	72
Tabela 7 - Irradiação solar media segundo dados do CRESESB .....	74
Tabela 8 - Irradiação solar media segundo dados do PVsyst .....	75
Tabela 9 - CAPEX e OPEX para diferentes fontes de energia.....	79
Tabela 10 - Resultados do dimensionamento da usina de produção de hidrogênio verde ...	81
Tabela 11 - Resultados do dimensionamento da usina fotovoltaica solar e custo de aquisição do terreno.....	81
Tabela 12 - Indicadores econômicos do cenário base .....	83
Tabela 13 - Indicadores econômicos do cenário pessimista.....	85
Tabela 14 - Indicadores econômicos do cenário otimista.....	87

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABSOLAR - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

AC - Corrente alternada

AEL - Eletrolisador alcalino

AEM - Eletrolisador de membrana de troca aniônica

ANA - Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

ANP - Agência Nacional do Petróleo

Apac - Agência Pernambucana de Águas e Clima

ASTM - Sociedade Americana para Testes e Materiais

BNDES - Banco Nacional do Desenvolvimento

BNEF - BloombergNEF

Capex - *Capital Expenditure*

CCEAL - Comercialização de Energia no Ambiente de Contratação Livre

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCS - *Carbon Capture Storage*

CCUS - *Carbon Capturte, Utilization and Storage*

CIPP - Complexo Industrial e Portuário Pecém

CNTP - Condições Normais de Temperatura e Pressão

Copom - Comitê de Política Monetária

CPPHV - Centro de Produção e Pesquisas em hidrogênio Verde

CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sergio de Salvo Brito

DC - Corrente contínua

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

GEE - gases do efeito estufa

GIZ - *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit*

GLP - Gás Liquefeito de Petróleo

H<sub>2</sub> - Hidrogênio

H<sub>2</sub>V - Hidrogênio verde

IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

INCRA/PE - Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária/Pernambuco

IRENA - Agência Internacional para as Energias Renováveis

LCOE - Custo Nivelado de Energia

LCOH - Custo Nivelado de Hidrogênio

MME - Ministério de Minas e Energia

MRT-1 - Metropolitana Rural

MRT-2 - Mata Norte

NDC - Contribuição Nacionalmente Determinada

ODSs - Objetivos de Desenvolvimento Sustentável

ONU - Organização das Nações Unidas

Opex - *Operational Expenditure*

PEM - Eletrolisador com membrana de troca de prótons

PHBC - Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixo Carbono

PNE 2050 - Plano Nacional de Energia 2050

PNH2 - Programa Nacional do Hidrogênio

PPA - *Power Purchase Agreement*

RED II/III - Diretiva de Energia Renovável

SIN - Sistema Interligado Nacional

SOE - Eletrólise de óxido sólido

TIR - Valor Presente Líquido

TMA - Taxa Mínima de Atratividade

TOC - Teor de Carbono Orgânico Total

UNIFEI - Universidade Federal de Itajubá

VPL - Taxa Interna de Retorno

VTI - Valor total de imóveis

VTN - Valor da terra nua

ZPE - Zona de processamento de exportação

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1 Justificativa .....	6
1.2 Objetivos.....	6
1.3 Estrutura da Dissertação .....	7
<b>2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>8</b>
2.1 Hidrogênio .....	8
2.1.1 Hidrogênio como vetor de energia.....	9
2.1.2 Descarbonização da economia a partir do hidrogênio .....	10
2.1.3 Demanda de hidrogênio .....	12
2.1.4 Armazenamento e transporte do hidrogênio .....	13
2.1.4.1 No estado gasoso.....	15
2.1.4.2 No estado líquido .....	17
2.1.4.3 Sob a forma de compostos intermediários .....	17
2.1.4.4 Estimativa dos custos de transporte do hidrogênio .....	18
2.1.5 Metodologias para a produção de hidrogênio .....	19
2.2. Hidrogênio verde .....	22
2.2.1 Eletrólise da água .....	25
2.2.2 Eletrolisadores.....	26
2.2.2.1 Eletrolisador alcalino (AEL).....	28
2.2.2.2 Eletrolisador com membrana de troca de prótons (PEM).....	30
2.2.2.3 Eletrolisador de membrana de troca aniônica (AEM).....	32
2.2.2.4 Eletrólise de óxido sólido (SOE).....	33
2.2.3 Produção de hidrogênio verde no Brasil .....	35
2.2.3.1 Programa Nacional do Hidrogênio (PNH <sub>2</sub> ).....	36

2.2.3.2 Iniciativas de produção de hidrogênio no Brasil.....	38
2.2.4 Certificação de hidrogênio verde .....	39
2.2.4.1 Caso 1.1: Conectado ao SIN com PPA de fonte renovável .....	42
2.2.4.2 Caso 1.2: Conectado ao SIN com autoprodução de fonte renovável .....	43
2.2.4.3 Caso 1.3: Conectado ao SIN com PPA + autoprodução de fonte renovável ....	44
2.2.4.4 Caso 2: Conexão com autoprodução de fonte renovável (off-grid).....	45
2.2.5 Marco Legal do Hidrogênio .....	46
2.3 Energia solar fotovoltaica .....	47
2.3.1 Cenário da geração solar fotovoltaica no Brasil.....	49
2.3.2 Produção de hidrogênio verde por eletrólise utilizando energia solar .....	53
<b>3. METODOLOGIA.....</b>	<b>56</b>
3.1 Método para o dimensionamento do sistema e caracterização do estudo de caso.....	56
3.2 Cálculo para o dimensionamento do sistema fotovoltaico .....	59
3.3 Análise de viabilidade econômica .....	60
3.3.1 Tempo de Retorno do Investimento.....	60
3.3.2 Valor Presente Líquido (VPL) .....	61
3.3.3 Taxa Interna de Retorno (TIR).....	62
3.3.4 Índice de Lucratividade (IL) .....	62
3.3.5 Custo Nivelado de Hidrogênio (LCOH) .....	63
3.4 Balanço energético da produção de hidrogênio por eletrólise .....	64
<b>4. ESTUDO DE CASO .....</b>	<b>65</b>
4.1 Primeira etapa: Caracterização do local do estudo de caso .....	65
4.2 Segunda etapa: Caracterização do sistema de produção de hidrogênio verde.....	68
4.2.1 Caracterização do eletrolisador .....	68
4.2.2 Cálculo do rendimento do eletrolisador .....	69

4.2.3 Estimativa dos custos de investimento e operação do eletrolisador.....	70
4.2.4 Caracterização e estimativa dos custos da fonte de água .....	71
4.2.5 Capacidade de produção de hidrogênio do sistema e cálculo da receita.....	72
4.2.6 Caracterização e estimativa dos custos do sistema de armazenamento e transporte .....	72
4.3 Terceira etapa: Caracterização do sistema fotovoltaico.....	73
4.3.1 Dados de Radiação Solar.....	73
4.3.2 Escolha do painel solar fotovoltaico e do inversor .....	76
4.3.3 Estimativa do potencial energético e dimensionamento do sistema fotovoltaico	77
4.3.4 Estimativa dos custos de investimento e operação do sistema fotovoltaico .....	78
4.3.5 Custo de aquisição do terreno .....	79
<b>5. RESULTADOS .....</b>	<b>80</b>
5.1 Apresentação dos resultados de dimensionamento da usina de produção de hidrogênio verde .....	80
5.2 Apresentação dos indicadores econômicos por cenários .....	82
5.2.1 Cenário base .....	82
5.2.2 Cenário pessimista.....	84
5.2.3 Cenário otimista .....	86
5.2.4 Análise entre os cenários por probabilidade de ocorrência.....	88
5.3 LCOH.....	90
5.4 Balanço energético.....	91
<b>6. CONCLUSÃO.....</b>	<b>93</b>
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>96</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>112</b>
ANEXO 1 – Dados Técnicos do Fabricante - Eletrolisador .....	112
ANEXO 2 – Dados Técnicos do Fabricante - Módulo Solar Fotovoltaico .....	114

ANEXO 3 – Dados Meteorológicos de Cabo de Santo Agostinho (Meteonorm 8.2) - Software PVsyst 8.0.6.....	116
ANEXO 4 – Especificações do Módulo Solar Fotovoltaico - Software PVsyst 8.0.6 ...	117
ANEXO 5 – Especificações do Inversor - Software PVsyst 8.0.6 .....	118
ANEXO 6 – Resultado da Simulação - Software PVsyst 8.0.6.....	119
ANEXO 7 – Relatório da Simulação - Software PVsyst 8.0.6.....	120
ANEXO 8 – VPL e TIR Cenário Base, Cenário Pessimista e Cenário Otimista.....	127

## 1. INTRODUÇÃO

A energia é um dos pilares fundamentais para o desenvolvimento da humanidade. Ela está ligada à evolução tecnológica, às atividades industriais, aos serviços, ao conforto, ao transporte, a geração de empregos, ao aumento da renda e a melhoria da qualidade de vida. O desenvolvimento econômico de um país e a melhoria no padrão de vida da população está intimamente ligada à disponibilidade de energia que o mesmo possui. A cada ano a demanda global por energia aumenta; no entanto, os recursos são finitos e, além disso, há a preocupação com o aumento da emissão de gases poluentes. Dessa forma, faz-se necessário o emprego de novas tecnologias e o uso eficiente dos recursos (HINRICHS, 2014), bem como ampliar os investimentos em fontes de energia limpa e renovável visando a garantir a disponibilidade de energia de forma equitativa para todos os seres humanos.

A busca pela ampliação das energias de fontes renováveis e alternativas de substituição dos combustíveis fósseis é de interesse da comunidade global e os acordos internacionais têm promovido incentivos às fontes de energia renovável com intuito de impulsionar a transição energética mundial. Como exemplo, a Agenda 2030 proposta pela Organização das Nações Unidas (ONU) e assinada pelos seus 193 países membros, que apresenta 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODSs) e 169 metas para que esses países alcancem o desenvolvimento sustentável até 2030, conforme Figura 1. Dentre estes objetivos, o Objetivo 7 tem como propósito garantir a energia limpa e acessível a todos, ou seja, aumentar a participação de energias de fontes renováveis na matriz energética no âmbito global, sendo esse um compromisso de cada um de seus países participantes (VARGAS, 2020).

**Figura 1 - Objetivos de desenvolvimento sustentável**



**Fonte:** ONU/BR, 2015.

Outro acordo em que o Brasil se comprometeu em avançar nas tecnologias de fontes renováveis e descarbonização da economia foi o Acordo de Paris, em 2016. O Acordo de Paris é um tratado global que rege medidas de redução de emissão de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) a partir de 2020. No Acordo de Paris, o governo brasileiro comprometeu-se em contribuir com a redução de 37% da emissão dos gases de efeito estufa (GEE) até 2025, com contribuição subsequente de reduzir em 43% até 2030, em relação aos níveis de emissão do ano de 2005. (GOVERNO FEDERAL, 2016). Oliveira (2021) define o Acordo de Paris como o sucessor do Protocolo de Kyoto, em que os 195 países participantes se comprometeram a apresentar, a cada cinco anos, planos nacionais com as metas que se deseja atingir. A finalidade é limitar o aquecimento global e limitar que o planeta se aqueça além de 1,5 °C até 2100.

Para atualizar a população de como o Brasil está caminhando para atingir as metas estabelecidas no Acordo de Paris, o Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDES) monitora a contribuição dos projetos que apoiam relacionados às emissões que são evitadas divulgando em um painel como ilustra a Figura 2 (GOVERNO FEDERAL, 2024).

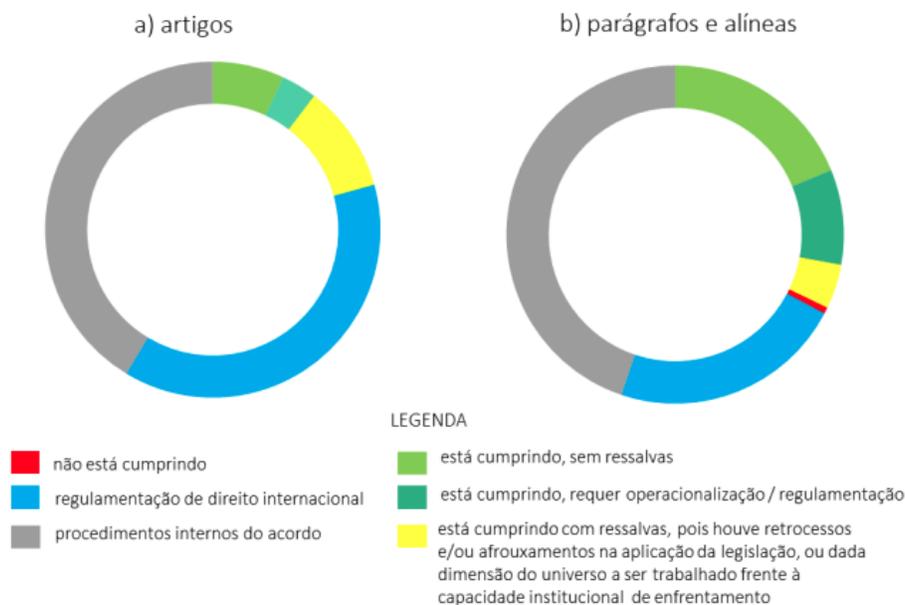
**Figura 2 - Quadro de emissões evitadas atualizado em 04/03/2024**

Setores	Toneladas de CO2 em emissões evitadas*	Que equivalem a:
 <p>Energia</p>	98,0 milhões	Produzir a energia consumida no estado do Rio de Janeiro por 35 anos
 <p>Mobilidade urbana</p>	9,1 milhões	2 anos sem carros na Região Metropolitana de São Paulo (SP)
 <p>Biocombustíveis</p>	2,2 milhão	147 dias sem carros na Região Metropolitana de São Paulo (SP)
 <p>Resíduos Sólidos</p>	2,8 milhões	Plantar 20.341 campos de futebol
 <p>Iluminação Pública</p>	0,3 milhão	Produzir a energia consumida no estado do Rio de Janeiro por 44 dias
 <p>Transporte</p>	0,4 milhão	27 dias sem carros na Região Metropolitana de São Paulo (SP)
<b>Total</b>	<b>113 milhões</b>	<b>21 anos sem carros na Região Metropolitana de São Paulo (SP)</b>

**Fonte:** GOVERNO FEDERAL, 2024.

De acordo com Duleba (2022), o Brasil trabalha para cumprir os artigos, parágrafos e alíneas estabelecidos no Acordo de Paris. Dos 29 artigos do Acordo de Paris, 19 (66%) são relacionados aos procedimentos internos do acordo, 4 (14%) correspondem ao texto de regulamentação de direito internacional, 3 (10%) correspondem à categoria de que está cumprindo com ressalvas, 1 (3%) está cumprindo, mas requer operacionalização/regulamentação e 2 (7%) está cumprindo sem ressalvas como ilustra a Figura 3a. Ao analisar o grau de comprometimento com os parágrafos e alíneas, 80 (48%) são procedimentos internos, 32 (19%) texto de regulamentação de direito internacional, 30 (18%) corresponde à categoria está cumprindo sem ressalvas, 18 (11%) está cumprindo, mas requer operacionalização/regulamentação, 7 (4%) está cumprindo com ressalvas e 1 (1%) não está cumprindo conforme Figura 3b. Duleba (2022) ressalta que o estudo não faz menção à eficácia do cumprimento e indica que há uma alta probabilidade do Brasil não conseguir cumprir a redução alinhada na NDC em 2025 se continuar suavizando a legislação e apoiando incentivos políticos que desestimulem ações mais ativas e reativas contra o aumento dos GEE.

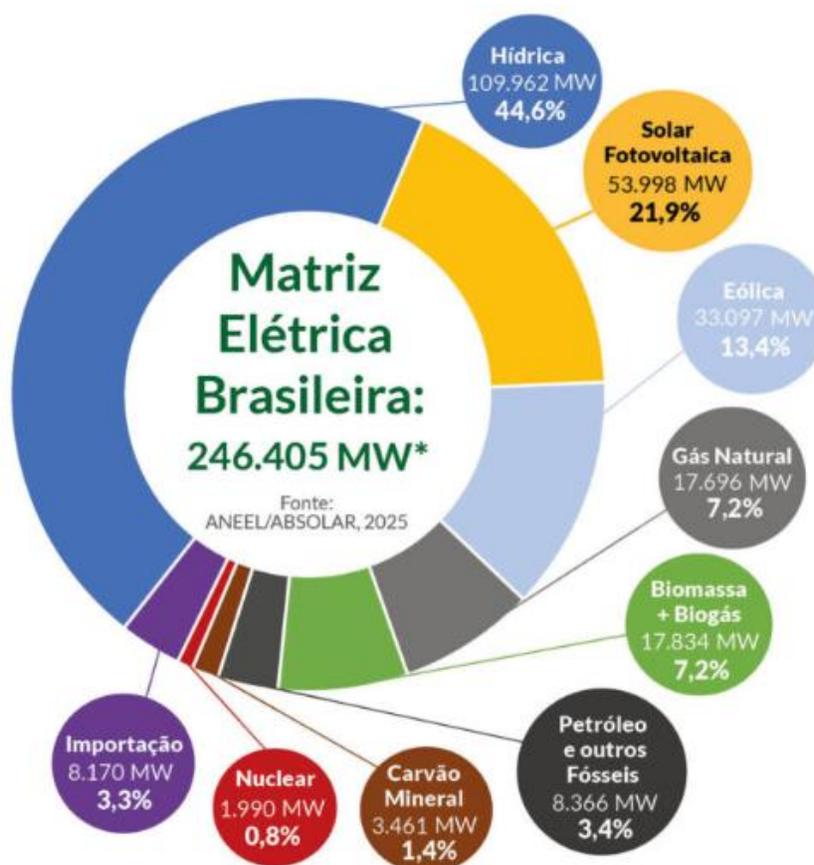
**Figura 3 - Grau de cumprimento com o Acordo de Paris dos a) artigos e b) parágrafos e alíneas**



**Fonte:** DULEBA, 2022.

A transição do sistema energético é uma necessidade mundial e urgente, e o hidrogênio (H<sub>2</sub>) tem grande potencial para contribuir com a descarbonização dos diversos setores da economia. De acordo com Mendonça e Tiago Filho (2021), a matriz energética brasileira é uma das mais limpas do mundo. A matriz elétrica brasileira é majoritariamente composta por hidroelétricas, conforme Figura 4, com um percentual correspondente de 44,6% e, com menor percentual por outras fontes de energias renováveis como a solar fotovoltaica, eólica e biomassa, que vem recebendo incentivos nos últimos anos com a necessidade de aumentar a diversificação do fornecimento de energia (ABSOLAR, 2025a).

**Figura 4 - Matriz Elétrica Brasileira**



Fonte: ABSOLAR, 2025a.

Aliado à ampliação do uso de fontes renováveis de energia, o H<sub>2</sub>, comprimido e armazenado, de acordo com Rifkin (2003) é visto como a grande solução sustentável para a substituição dos combustíveis fósseis, sem grandes decréscimos na capacidade energética comparado ao

combustível existente, ou grandes alterações nas tecnologias existentes para a geração de energia. Segundo Rifkin (2003), uma nova configuração social e ambiental pode nascer a partir das pesquisas e aplicações das tecnologias do H<sub>2</sub>, podendo assim ser definida como a “sociedade do hidrogênio”.

O Plano Nacional de Energia 2050 (PNE 2050) publicado pela EPE/MME sinaliza o compromisso do Governo Brasileiro com as decisões de política energética para uma visão de longo prazo, mencionando que dentre as alternativas para produção de H<sub>2</sub>, a rota verde de eletrólise da água a partir de fontes renováveis é considerada como a de maior relevância internacional. Nesse cenário, o Brasil é reconhecido, mundialmente, como um potencial grande protagonista nesse novo mercado energético (EPE, 2023).

### **1.1 Justificativa**

Diante do potencial energético do Brasil e a composição de fontes limpas em sua matriz energética o país tem-se colocado na possibilidade de se tornar um grande produtor e exportador de H<sub>2</sub>V. Nesse contexto, o Plano Nacional de Energia 2050 (PNE 2050) apontou o H<sub>2</sub> como uma tecnologia disruptiva funcionando como o elemento fundamental para a descarbonização (EPE, 2023). Em função do seu alto potencial de geração de energia proveniente de fontes renováveis, o Brasil é um forte candidato para liderar este novo ciclo econômico voltado à produção de H<sub>2</sub>V como alternativa aos combustíveis poluentes.

Diante deste cenário de oportunidade, este estudo propõe uma análise de viabilidade econômica da produção de H<sub>2</sub>V para exportação a partir de um sistema de geração fotovoltaica para avaliar se os incentivos para o investimento na tecnologia do H<sub>2</sub>V fazem sentido a curto e longo prazo.

### **1.2 Objetivos**

O presente trabalho tem por objetivo geral realizar uma análise técnica e econômica de um sistema de produção de H<sub>2</sub>V para exportação a partir da energia solar fotovoltaica.

São objetivos específicos deste estudo:

- Elaborar um fluxograma para o dimensionamento e caracterização de um sistema de produção de H<sub>2</sub>V via eletrólise da água com fonte de energia solar;
- Realizar a análise de viabilidade econômica com base no cálculo de indicadores econômicos e calcular o menor preço de venda que torna o H<sub>2</sub>V viável;
- Identificar os potenciais de melhorias no processo que possam contribuir para que o investimento seja viável.

### **1.3 Estrutura da Dissertação**

Adicionalmente a este capítulo em que foi apresentada uma Introdução, o presente trabalho encontra-se dividido em oito capítulos, sendo que o capítulo 2 da revisão bibliográfica apresenta os conceitos sobre o H<sub>2</sub>, metodologias para produção, conceitos sobre o H<sub>2</sub>V, e a energia solar fotovoltaica e o cenário em que o Brasil se encontra frente à produção e comercialização de H<sub>2</sub>. Nos capítulos 3 e 4 são apresentadas a metodologia utilizada nesse estudo e o estudo de caso com as premissas adotadas, respectivamente. O capítulo 5 apresenta os resultados e o capítulo 6 apresenta a conclusão. Por fim são apresentadas as referências desse estudo e os anexos.

## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

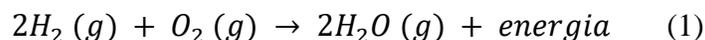
### 2.1 Hidrogênio

O  $H_2$  é o elemento químico mais simples e abundante na natureza. Com o número atômico 1, é o primeiro elemento da tabela periódica e é representado pelo símbolo H. É um gás incolor, inodoro e altamente inflamável, que pode ser encontrado na natureza na forma de moléculas diatômicas ( $H_2$ ) ou combinado com outros elementos em uma ampla variedade de compostos, sendo raro encontrá-lo no seu estado puro (VARGAS *et al.*, 2006).

Vargas *et al.* (2006) explicam que o  $H_2$  tem baixo peso molecular e quando resfriado ao estado líquido ocupa um espaço equivalente a 1/700 do espaço que ocuparia em seu estado gasoso, possibilitando assim seu armazenamento e transporte. Em seu estado natural e sob condições normais de temperatura e pressão (CNTTP), é um gás incolor, inodoro e insípido, e como vetor de energia é capaz de armazenar e fornecer grandes quantidades de energia. Por essa razão sua utilização como vetor de energia vem sendo amplamente pesquisada.

O  $H_2$  é largamente encontrado na água, no ar, nos seres vivos, no petróleo e, para ter um aproveitamento como fonte de energia eficiente, pode estar na forma pura gasosa ou líquida. Apresenta a maior quantidade de energia por unidade de massa que qualquer outro combustível conhecido, sendo aproximadamente 121 kilojoules por grama (kJ/g) ou 242 kilojoules por mol (kJ/mol) (VARGAS *et al.*, 2006). Em CNTTP, 1 kg de  $H_2$  ocupa um volume de 11 m<sup>3</sup> (SOUZA, 2009).

De acordo com De Lara *et al.* (2023), cada quilograma de  $H_2$  contém cerca de 2,4 vezes mais energia do que o gás natural, e o oxigênio é a única entrada e a água é a única saída necessária para liberar essa energia. Assim, o  $H_2$  como fonte de energia produz baixa emissão de GEE, uma vez que a combustão do  $H_2$  produz água conforme ilustra a reação de combustão do  $H_2$  indicada na Equação 1, o que o torna uma alternativa para reduzir as emissões de GEE.



Com uma visão futurística, o escritor francês Julio Verne profetizou em seu romance, *A Ilha Misteriosa* de 1874, que a água seria o carvão do futuro, afirmando que a água um dia seria empregada como combustível, fornecendo uma fonte inesgotável de calor e luz em uma intensidade que o carvão não é capaz. A água até o momento não se estabeleceu como um combustível em si amplamente utilizado, mas acredita-se que isso pode mudar nos próximos anos (RYABCHUK *et al.*, 2016).

### 2.1.1 Hidrogênio como vetor de energia

Segundo Oliveira (2021), o H<sub>2</sub> como vetor energético tem um papel de destaque devido a sua versatilidade. Ele irá proporcionar uma conversão, transferindo e armazenando a energia de fontes primárias e assim, permitir sua reconversão. Dessa forma, poderá ser utilizado, por exemplo, na substituição do gás natural, no setor de transporte e logística como combustíveis dos veículos, na geração de calor nas indústrias, no aquecimento doméstico, no armazenamento e conversão da energia na rede.

De acordo com Medeiros (2010), essa característica que o H<sub>2</sub> tem em ser versátil possibilita a sua produção a partir de diversos insumos e processos. Além disso, o H<sub>2</sub> é considerado uma fonte de energia neutra em carbono e com o avanço na geração de energia renovável, é evidente a busca por tecnologias que permitam o armazenamento e assegurem a reintrodução da energia na rede de transmissão, sendo o H<sub>2</sub> uma alternativa (DA SILVA *et al.*, 2020).

Observa-se também, o fato de o H<sub>2</sub> ser o elemento químico mais abundante na natureza, caracterizando-se como um vetor energético mais democrático diferentemente das fontes fósseis. O gás de H<sub>2</sub> pode ser obtido por meio de fontes renováveis de energia, principalmente por meio da energia solar e eólica, sendo denominado H<sub>2</sub>V (OLIVEIRA, 2021).

Os países com maior demanda de energia e, conseqüentemente, os que apresentam maiores níveis de emissões de GEE são os que demonstram maior interesse no H<sub>2</sub> como vetor de

energia. Como vetor energético, o H<sub>2</sub> também é uma solução para a questão de segurança energética devido a grande dependência desses países por combustíveis fósseis importados, além de ser uma alternativa estratégica em países que possuem uma matriz energética renovável (MEDEIROS, 2010).

Além disso, o crescente interesse pela tecnologia do H<sub>2</sub> também é justificado pelos custos decrescentes das energias renováveis, pelo avanço tecnológico dos equipamentos eletrolisadores e pelo incremento do seu rendimento, aliado aos compromissos dos países em atingir suas metas de descarbonização e revitalização das economias ao redor do mundo (OLIVEIRA, 2021).

### **2.1.2 Descarbonização da economia a partir do hidrogênio**

Além da transição da matriz energética mundial, a adoção de práticas de descarbonização da economia também é uma preocupação do mundo atual. Nesse contexto, Bezerra (2021) informa que o mundo inteiro busca por soluções de descarbonização da economia, visando à redução dos GEE na atmosfera e o combate às mudanças climáticas.

De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA), o H<sub>2</sub> é uma das fontes que podem facilitar a descarbonização devido à sua capacidade de armazenar e fornecer grandes quantidades de energia sem liberar emissões de CO<sub>2</sub> durante a combustão (IEA, 2019). Assim, o H<sub>2</sub> pode desempenhar um papel decisivo na descarbonização de indústrias de uso intensivo de energia, incluindo os setores de transporte aéreo e marítimo, bem como as indústrias siderúrgica e química. Além disso, seu uso crescente poderá ter implicações geopolíticas em todo o mundo, com o potencial de redesenho dos mapas das relações energéticas, econômicas, sociais e de segurança, conforme aponta Oliveira (2022).

A pressão por avançar a eletrificação da economia e por encontrar novas alternativas de energia para substituir os combustíveis fósseis só cresce, e nesse sentido cresce também a urgência de uma economia para o H<sub>2</sub> de baixo carbono, também conhecido como H<sub>2</sub>V. Entre

os principais países que atuam no setor de H<sub>2</sub> a Alemanha se destaca como grande importadora e a Austrália e Chile como exportadores (CHIAPPINI, 2022).

Nesse cenário, o Brasil se destaca como candidato a se tornar um grande exportador de H<sub>2</sub> de baixo carbono, ou H<sub>2</sub>V, por apresentar uma matriz energética limpa e renovável, e condições climáticas favoráveis. Com relação ao mercado consumidor de H<sub>2</sub> no Brasil destacam-se o setor petroquímico, siderúrgico e metalúrgico, de alimentos, de vidros planos, e de geração de energia. Além disso, o setor de transporte e mobilidade também apresenta potencial de consumo (OLIVEIRA, 2022).

Bezerra (2021) destaca que o setor de transportes é responsável por aproximadamente 24% das emissões globais de CO<sub>2</sub>, decorrentes, em sua maioria, da queima de combustíveis fósseis, como a gasolina e o diesel, sendo que três quartos desse montante são emitidos por carros, caminhões, ônibus e motocicletas. Em resposta a esse cenário, mais de 20 países estão trabalhando para zerar as vendas de veículos movidos a combustíveis fósseis até 2035. A meta estabelecida para a indústria automobilística mundial é ter 4,5 milhões de veículos elétricos rodando até 2030. Também ocorrem, em paralelo, projetos de construção de 10,5 mil postos de abastecimento de H<sub>2</sub> para automóveis.

Há metas de descarbonização aplicadas também ao transporte marítimo de cargas para que os navios reduzam as emissões de CO<sub>2</sub> pela metade até 2050 (IMO, 2021). Nesse contexto, a amônia verde sintetizada a partir do H<sub>2</sub>V é uma alternativa que pode impulsionar a descarbonização do setor, apresentando o melhor custo-benefício para o tráfego de contêineres até 2030 (BEZERRA, 2021).

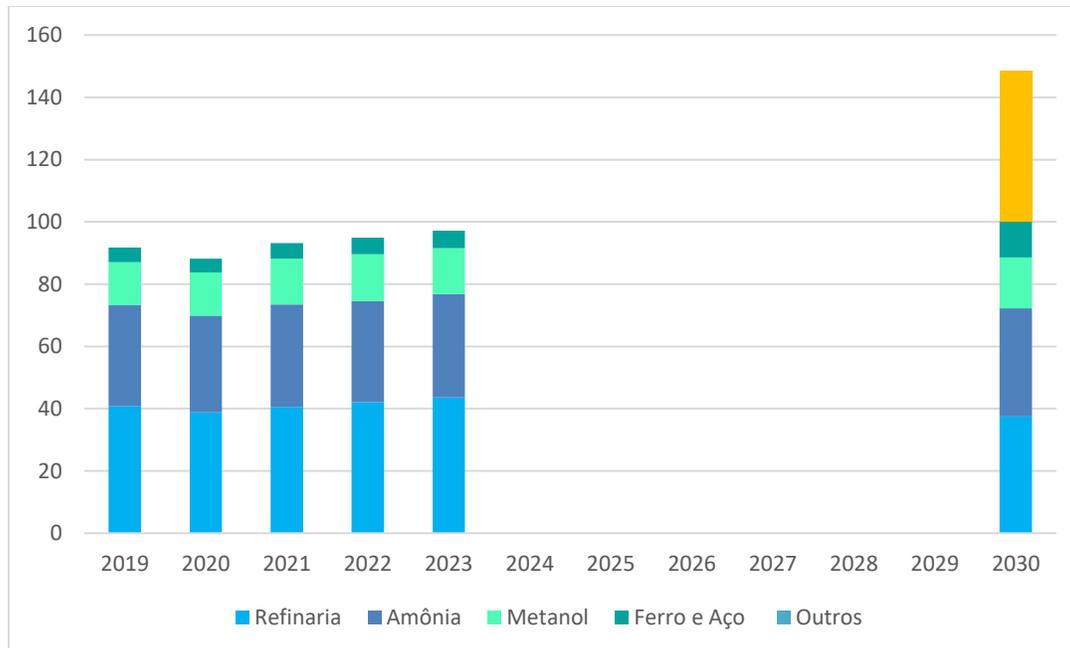
O investimento na amônia verde é uma forma de acelerar a descarbonização também no campo, pois tem grande relevância na produção de fertilizantes sendo a base para a produção de nitrogenados. Contudo, o processo produtivo é responsável por cerca 1,8% das emissões globais equivalentes de CO<sub>2</sub>. Com isso, novas alternativas, como a amônia verde, produzida a partir do H<sub>2</sub>V, é uma solução para tornar o processo produtivo da agroindústria sustentável (YARA, 2022).

Conforme aponta Bezerra (2021) no contexto de descarbonização da economia, o H<sub>2</sub> tem despertado interesse mundial e está sendo considerado em projetos, iniciativas e estratégias públicas com a finalidade de promover a sua viabilização.

### 2.1.3 Demanda de hidrogênio

No ano de 2022, a demanda pelo H<sub>2</sub> atingiu seu valor máximo contabilizando 93,8 Mt nesse ano, sendo que os principais usos foram destinados às refinarias e produção de amônia, com um consumo de 41,9 e 32,9 Mt de H<sub>2</sub>, respectivamente. No período de 2019 a 2022, a demanda foi de aproximadamente 90 Mt de H<sub>2</sub>, e para o ano de 2030 estima-se que o consumo de refinarias continuará com um alto consumo em torno de 37 Mt, e que a demanda de H<sub>2</sub> destinado à produção de amônia possa chegar a 34,5 Mt, conforme ilustra a Figura 5 (IEA, 2023).

**Figura 5 - Demanda mundial de hidrogênio por setores de 2020 – 2030**

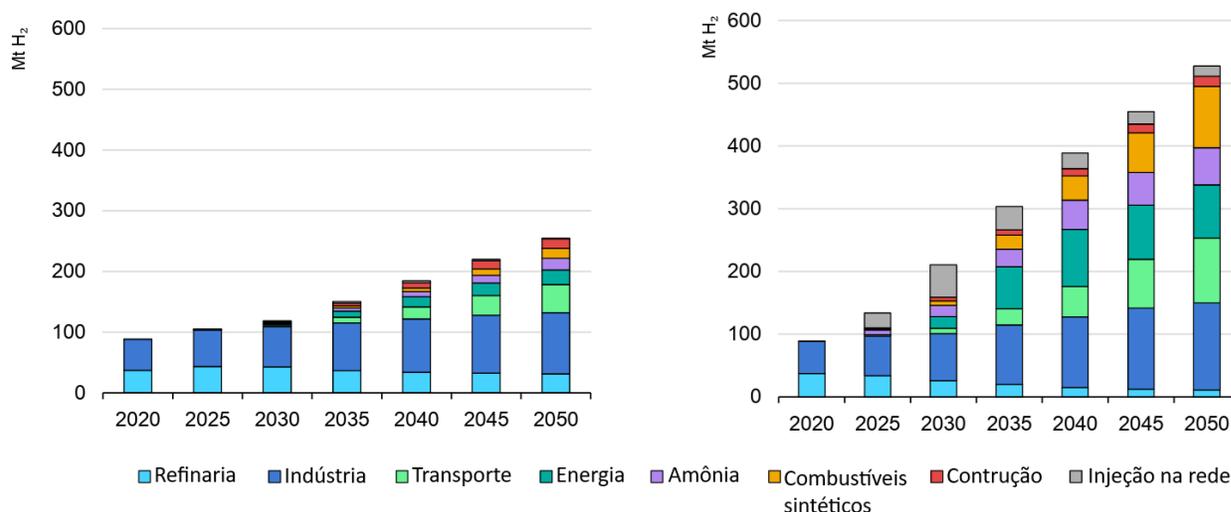


**Fonte:** Adaptado de IEA, 2023.

Os principais usos do H<sub>2</sub> destinado a categoria de "outros" com um valor de 51 Mt, como indica na Figura 5, englobam áreas como geração de energia, construção civil e transportes com a finalidade de promover a descarbonização desses setores (IEA, 2023).

A demanda de H<sub>2</sub> prevista até 2050 de diferentes setores está ilustrada na Figura 6. A Figura 6a indica a projeção de demanda de H<sub>2</sub> por setor com base em promessas governamentais de diversos países ao redor do mundo e a Figura 6b indica a projeção de demanda por H<sub>2</sub> que tem por finalidade cumprir com os objetivos de zero emissão de CO<sub>2</sub> de diversos países. Assim estima-se que a demanda por H<sub>2</sub> esteja em torno de 250 Mt em 2050 com relação às metas estabelecidas por governos ao redor do mundo. No cenário de zero emissão de CO<sub>2</sub>, a demanda é de aproximadamente 520 Mt, ou seja, a quantia de 250 Mt de H<sub>2</sub> seria insuficiente para atender aos objetivos de zero emissão de CO<sub>2</sub> (IEA, 2021).

**Figura 6 - Comparação da demanda global de hidrogênio em cenários governamentais e de emissão zero de carbono até 2050**



Fonte: IEA. 2021.

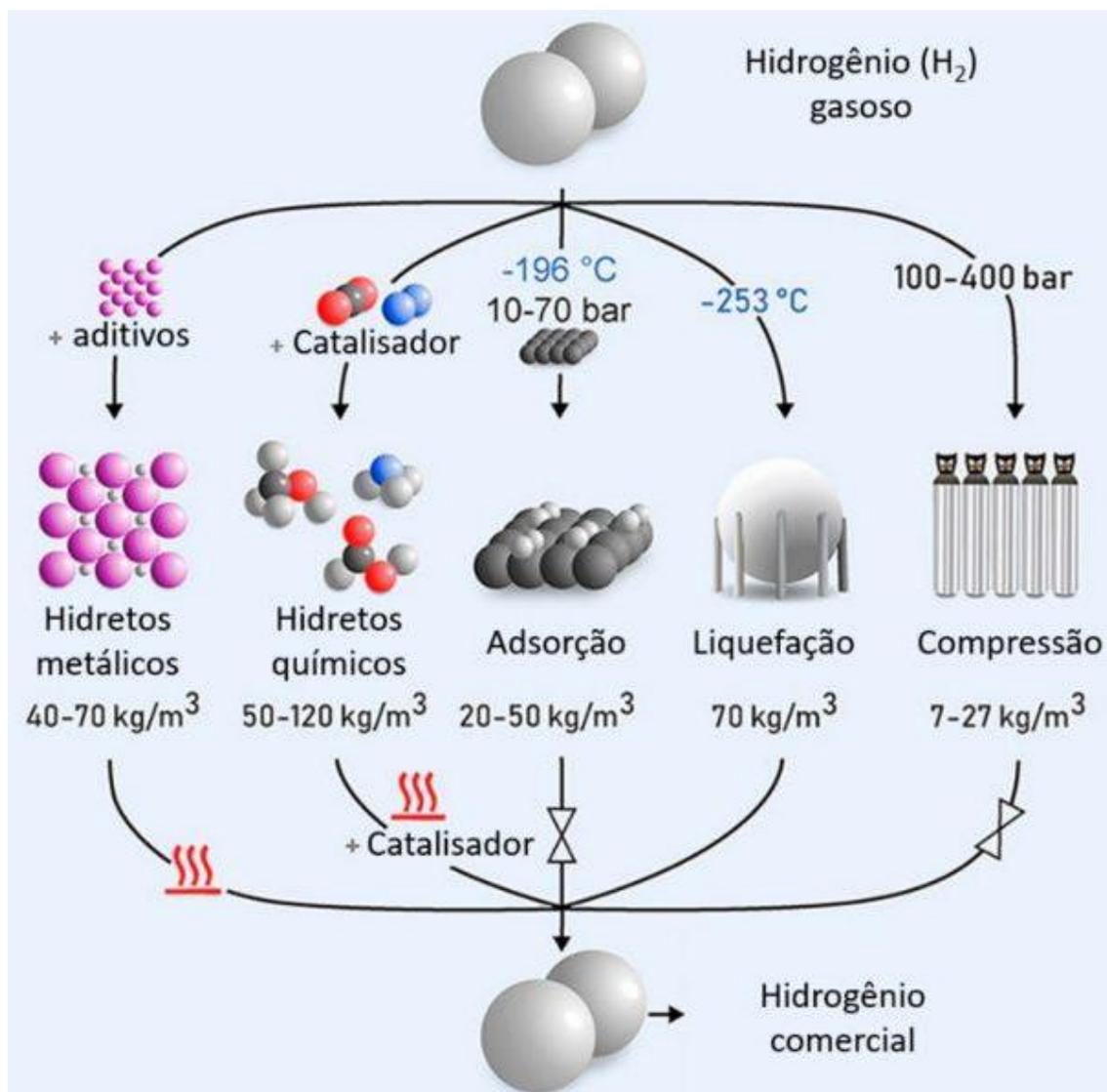
#### 2.1.4 Armazenamento e transporte do hidrogênio

O armazenamento e transporte do H<sub>2</sub> representam um desafio para a engenharia. Os principais desafios nesse caso se devem ao baixo ponto de condensação do H<sub>2</sub> (temperatura

em que o  $H_2$  vai do estado gasoso para líquido) e baixa densidade energética (por unidade de volume) (SOUZA, 2009).

O transporte do  $H_2$  é associado ao estado físico em que se encontra, seja no estado gasoso, líquido ou na forma de algum composto intermediário, como amônia ou hidretos metálicos (ANDERSSON, 2019). As práticas mais comuns de armazenamento e transporte do  $H_2$  estão ilustradas na Figura 7 e serão abordadas nos tópicos a seguir.

**Figura 7 - Processos para obtenção de hidrogênio comercial**



**Fonte:** ANDERSSON, 2019.

#### 2.1.4.1 No estado gasoso

O  $H_2$  é encontrado no estado gasoso em CNTP. As principais formas de armazenar o  $H_2$  no estado gasoso são por meio de gasômetros ou de cilindros pressurizados, sendo o gasômetro a maneira mais simples de armazenar um produto gasoso que consiste em um reservatório que pode ter seu volume alterado, mas apesar da operação em si ser simples a área ocupada é grande (SOUZA, 2009).

No caso dos cilindros pressurizados, eles operam em cerca de 100 até 400 bar de pressão (ANDERSSON, 2019). A área ocupada pelo  $H_2$  nesse caso é menor devido à compressão do  $H_2$ , assim é possível armazenar uma massa maior de gás e a compressão é normalmente a forma mais econômica e utilizada para armazenamento. Os materiais mais utilizados para fabricar os cilindros são aço inoxidável e ligas de cobre e alumínio. A expectativa é que novos cilindros capazes de suportar maiores pressões serão desenvolvidos à medida que a tecnologia do  $H_2$  avance (SOUZA, 2009).

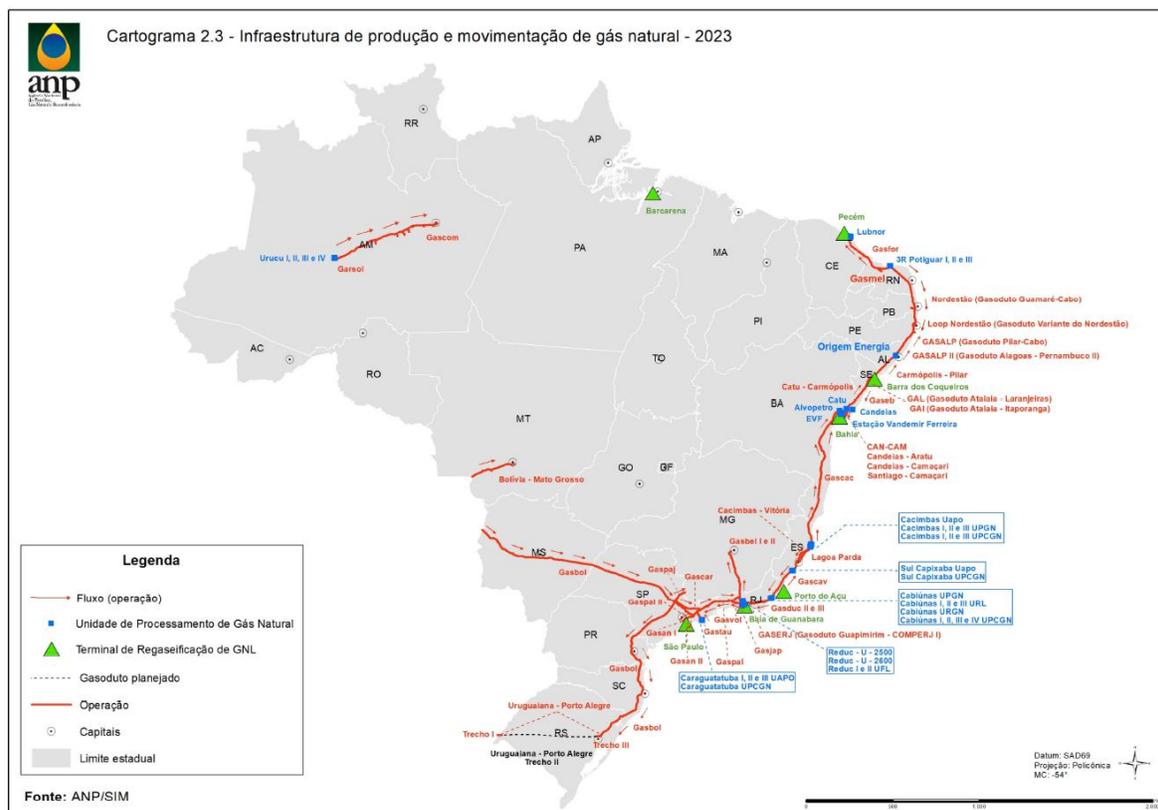
Com relação ao transporte do  $H_2$  no estado gasoso, ele comumente é feito por meio de distribuição em gasodutos ou por meio de cilindros pressurizados. Com relação aos gasodutos, o custo de operação é baixo, mas o investimento inicial é alto, exigindo cerca de US\$ 1 milhão por km. Nesse caso, é interessante que a quantidade de  $H_2$  a ser transportada seja grande e as distâncias também para viabilizar o investimento. Os gasodutos existentes utilizados para o transporte de gás natural também podem transportar o  $H_2$ , desde que haja as devidas adaptações na estrutura dos dutos a fim de evitar possíveis problemas com vazamentos e fragilização dos dutos pelo  $H_2$ . Essas adaptações necessárias para possibilitar o transporte do  $H_2$  em dutos existentes de gás natural faz com que o custo de transporte do  $H_2$  em gasodutos seja cerca de 50% a 80% maior que o custo de transporte de gás natural (SOUZA, 2009).

A concentração máxima de  $H_2$  permitida na mistura com gás natural depende do material utilizado na tubulação, pressão operacional e normas vigentes de cada país (SOUZA FILHO, 2021). De acordo com IEA (2015), o limite superior pode variar na faixa de 20% a 30%, conforme a resistência estrutural do duto. Entretanto, os valores aceitáveis para a injeção de

H<sub>2</sub> na rede de transmissão de gás natural variam significativamente dependendo da região, por exemplo, os limites oscilam entre 5% e 20% nos Estados Unidos, enquanto que na Europa situam-se entre 0,1% e 12% (OGDEN, 2018).

No Brasil o Projeto de Lei n° 725, de 2022 em tramitação cuja ementa visa propor a inserção do H<sub>2</sub> como fonte de energia no Brasil, e estabelece parâmetros de incentivo ao uso do H<sub>2</sub> sustentável, ainda se encontra em tramitação no Senado Federal sob a relatoria do Senador Cid Gomes na Comissão de Serviços de Infraestrutura, conforme informações atualizadas até novembro de 2023. Ela prevê que um percentual mínimo de 5% de H<sub>2</sub> seja injetado na rede de gasodutos até 2032, e 10% até 2050. Esse transporte pode ser realizado através de uma mistura (*blending*), que consiste no transporte conjunto de H<sub>2</sub> e gás natural (BRASIL, 2022). A Figura 8 ilustra um cartograma da Agência Nacional do Petróleo (ANP) dos gasodutos de gás natural que se encontram em operação no Brasil (ANP, 2023).

**Figura 8 - Cartograma de gasodutos**



**Fonte:** Agência Nacional do Petróleo, 2023.

#### **2.1.4.2 No estado líquido**

Com relação ao armazenamento e transporte do H<sub>2</sub> no estado gasoso, as principais vantagens do H<sub>2</sub> no estado líquido é que apresenta maior densidade energética que o H<sub>2</sub> gasoso e é mais seguro a possíveis acidentes. A desvantagem nesse caso é que necessita de uma grande quantidade de energia para atingir a temperatura de operação (cerca de 30% do conteúdo total de energia armazenado no tanque) e há perdas por evaporação (SOUZA, 2009).

Para minimizar as perdas, as paredes dos recipientes criogênicos são duplas e o espaço entre eles é evacuado e são colocadas múltiplas camadas de material refletivo. A perda por transferência de calor é proporcional à razão superfície/volume; portanto, a taxa de evaporação diminui à medida que o tamanho do recipiente criogênicos aumenta. Para cilindros de 50 m<sup>3</sup> a evaporação é de 0,4%/dia, e de apenas 0,06%/dia para 20.000 m<sup>3</sup> (SOUZA, 2009).

Com relação ao H<sub>2</sub> no estado líquido, ele apresenta densidade dez vezes maior que no estado gasoso sob alta pressão, sendo essa a principal vantagem para o transporte no estado líquido. Dentre as desvantagens destacam-se a baixa temperatura de condensação (20K) que causa um alto gasto de energia no processo de liquefação, o custo dos recipientes criogênicos e a alta taxa de evaporação (SOUZA, 2009).

O H<sub>2</sub> líquido pode ser transportado via rodoviária (utilizando caminhões com tanques de capacidade de até 80 mil litros), ferroviária (com tanques de capacidade de até 120 mil litros) e marítima (normalmente apresenta o menor custo e a capacidade pode exceder um milhão de litros) (SOUZA, 2009).

#### **2.1.4.3 Sob a forma de compostos intermediários**

Outra técnica de armazenamento do H<sub>2</sub> é sob a forma de hidretos metálicos que são formados pela ligação química de metais e ligas com H<sub>2</sub>. O armazenamento do H<sub>2</sub> ocorre nos interstícios dos átomos do metal. O processo de absorção pode ser realizado sob a pressão atmosférica, mas necessita resfriamento e para liberar o H<sub>2</sub> é necessário aquecimento a altas

temperaturas que variam conforme a composição do hidreto. As vantagens são alta densidade energética por unidade de volume (cerca de 4 vezes maior que H<sub>2</sub> comprimido) e segurança pois o H<sub>2</sub> só é liberado sob aquecimento (SOUZA, 2009).

Para o transporte, além dos hidretos metálicos, o principal composto intermediário é a amônia (hidreto químico). A amônia tem temperatura de condensação de 247,15 K e pode ser armazenada no estado líquido com pressão de 20 atm, semelhante ao Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) e outra vantagem é que o seu transporte rodoviário, ferroviário e marítimo já está estabelecido. A desvantagem consiste no processo de fabricação de amônia e depois na recuperação do H<sub>2</sub>. O processo de recuperação é custoso porque exige um reator semelhante ao da síntese. Os hidretos metálicos têm maior densidade energética (por unidade de volume) em comparação com a amônia e exigem apenas calor para recuperação do H<sub>2</sub>. Como vantagens, os hidretos metálicos apresentam condições de fabricação e decomposição mais simples e acessíveis do que a amônia. A desvantagem é que tem menor densidade energética (por unidade de massa) (SOUZA, 2009).

#### **2.1.4.4 Estimativa dos custos de transporte do hidrogênio**

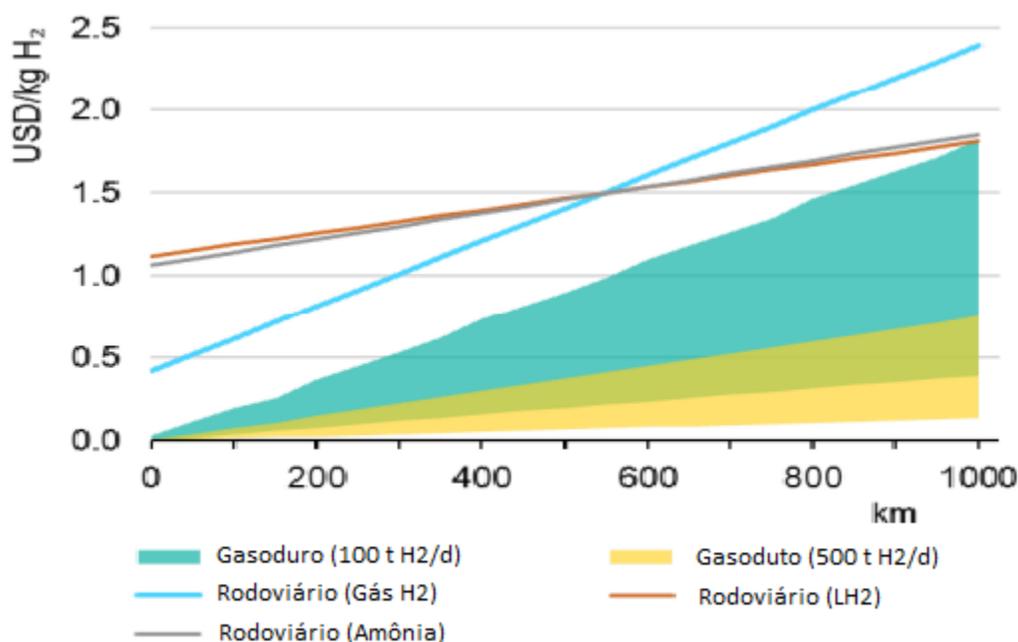
De acordo com o Observatório de H<sub>2</sub> (2021), de modo a conseguir viabilizar o comércio internacional ininterrupto de H<sub>2</sub>, será necessária uma maior variedade de operações de transporte e armazenamento. Os custos de armazenamento e transporte são altos e impactam diretamente no custo nivelado de H<sub>2</sub> (LCOH).

O custo de transporte do H<sub>2</sub> na forma de amônia por caminhões, na distância até os pontos de interesse considerados, isto é, o porto, fabricante de amônia e refinaria (300 a 400 km), tem valores entre US\$ 1 e 1,25 por kg de H<sub>2</sub> (DE SOUSA MATIAS, 2022).

A Figura 9 apresenta uma estimativa dos custos de diferentes tipos de transporte. Conforme há uma variação na distância entre a produção e o consumidor final, diferentes rotas acabam se tornando mais ou menos competitivas, a depender da quantidade que está sendo transportado, tipo de armazenamento e riscos ambientais envolvidos. Os custos de transporte

por meio de gasodutos são menos impactantes do que o rodoviário, porém nem sempre é uma alternativa viável do ponto de vista técnico e ambiental. Assim, analisando as alternativas, percebe-se que, para menores distâncias, o uso do transporte de H<sub>2</sub> gasoso é mais viável. Para as longas distâncias, o transporte via H<sub>2</sub> liquefeito ou amônia se mostra mais competitivos, notadamente para usuários finais que estejam a mais de 600 km (OBSERVATÓRIO DE HIDROGÊNIO, 2021).

**Figura 9 - Estimativa dos custos de diferentes tipos de transporte por unidade de hidrogênio**



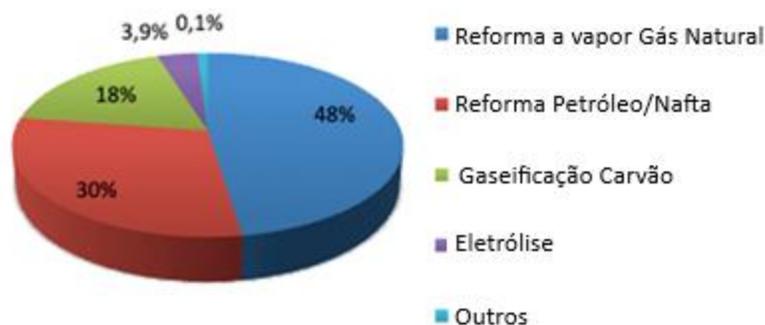
**Fonte:** OBSERVATÓRIO DE HIDROGÊNIO, 2021.

### 2.1.5 Metodologias para a produção de hidrogênio

O H<sub>2</sub> pode ser produzido de várias maneiras através de diferentes fontes de matéria-prima e processos. Assim, Khzouz e Gkanas (2018) apresentam uma grande variedade de materiais capaz de produzir H<sub>2</sub>, porém, conforme ilustra a Figura 10, a maior parte é de origem fóssil correspondendo a 96%, sendo 48% representando a participação do gás natural, 30% por via de petróleo e nafta, e 18% pela gaseificação do carvão. Os processos de produção descarbonizados apresentam quantidades inferiores, correspondendo ao montante de 4%,

com uma participação em 3,9% pela eletrólise da água e o restante 0,1% por demais processos.

**Figura 10 - Processo de produção de hidrogênio**



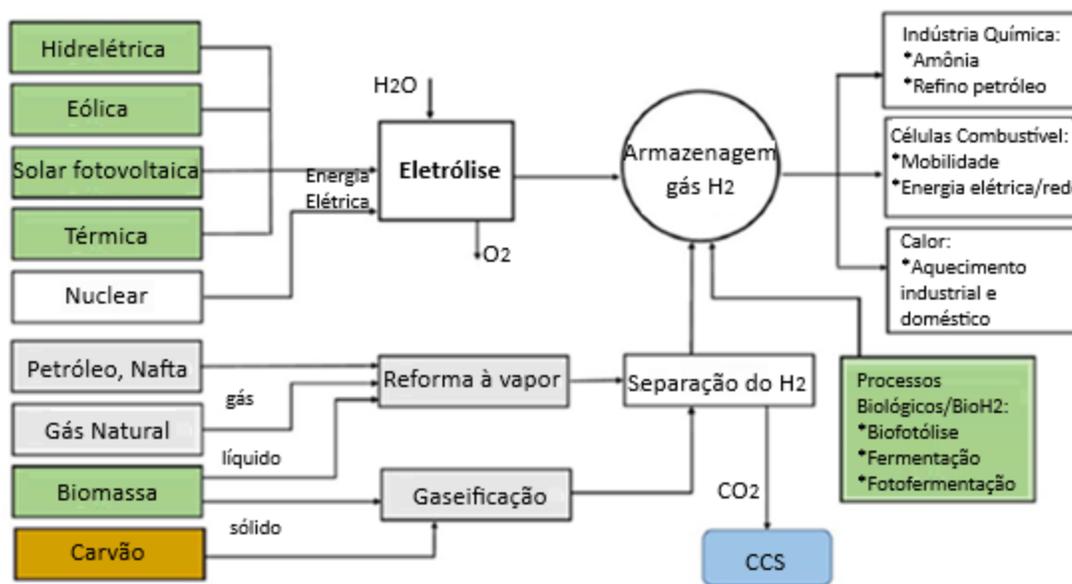
**Fonte:** Adaptado de KHZOUZ; GKANAS, 2018.

O  $H_2$  é encontrado combinado a outros elementos na natureza. Assim, Vargas (2006) apresenta o gás natural, o etanol, o metanol, a água, a biomassa, o metano, as algas e bactérias, e a gasolina e diesel como as principais fontes de  $H_2$ . O gás natural é a principal fonte da produção de  $H_2$ , correspondendo à aproximadamente metade da produção de  $H_2$  no mundo. É uma fonte rica em  $H_2$  com a proporção de quatro átomos de  $H_2$  para um átomo de carbono. O processo mais utilizado nesse caso é o processo de reforma a vapor que utiliza calor para separar átomos de  $H_2$  no metano, e obtém como subproduto o  $CO_2$ . El-Emam e Ozcan (2019) afirmam que a reforma de combustíveis fósseis é o processo mais maduro e mais utilizado na indústria de produção de gás de  $H_2$ .

Além da reforma do metano a vapor a partir do gás natural como matéria-prima, existem outros processos para extrair o gás  $H_2$  de fontes naturais de matéria-prima que contém  $H_2$  em sua composição (EL-EMAM; OZCAN, 2019). Entre esses processos, há os processos de eletrólise da água, termólise via pirólise e via gaseificação, e o processo de oxidação parcial de combustíveis fósseis, destaca De Lara (2023).

Diante dos diferentes métodos de produção de gás de H<sub>2</sub> disponíveis, Bezerra (2021) aponta que os recursos naturais e a definição de metas de descarbonização de cada país irão definir o tipo de H<sub>2</sub> a ser produzido. Oliveira (2021) destaca que para escolher o melhor método de produção a ser utilizado deve-se levar em consideração a disponibilidade da fonte primária de energia, a matéria-prima base e o grau de pureza relativo do H<sub>2</sub> a ser obtido de cada processo. A Figura 11 ilustra as rotas para a produção do H<sub>2</sub> e o uso final, considerando como parte do processo que o CO<sub>2</sub> emitido pelos processos termoquímicos que utilizam hidrocarbonetos para a obtenção de H<sub>2</sub> será posteriormente capturado e armazenado, representado pela sigla CCS, do inglês *Carbon Capture Storage*.

**Figura 11 - Rotas para produção de hidrogênio e o seu uso final**



**Fonte:** Adaptado de OLIVEIRA, 2021.

Conforme destaca Oliveira (2021), um processo que vem se popularizando com um número de políticas e projetos se expandindo em todo o mundo é o processo de eletrólise que produz o H<sub>2</sub> de baixo-carbono. A eletrólise é um processo muito comum que utiliza apenas água como matéria-prima e eletricidade, resultando em H<sub>2</sub> e oxigênio (DA SILVA *et al.*, 2020).

De modo a facilitar a compreensão das diferentes rotas existentes para a produção de H<sub>2</sub> que apresenta diferentes custos associados e intensidades de carbono emitido pelo processo, foi estabelecido um sistema de cores para a classificação do H<sub>2</sub> conforme mostra a Tabela 1 (EPE, 2021b).

**Tabela 1 - Classificação do hidrogênio em cores de acordo com o processo de produção**

<b>Cor</b>	<b>Resumo do processo de produção do hidrogênio</b>
Preto	Gaseificação do carvão mineral (antracito <sup>1</sup> ) sem CCUS <sup>2</sup>
Marrom	Gaseificação do carvão mineral (hulha <sup>3</sup> ) sem CCUS
Cinza	Reforma a vapor do gás natural sem CCUS
Azul	Reforma a vapor do gás natural com CCUS
Turquesa	Pirólise do metano <sup>4</sup> sem gerar CO <sub>2</sub>
Verde	Eletrólise da água com energia de fontes renováveis
Musgo	Reformas catalíticas, gaseificação de plásticos residuais ou biodigestão anaeróbia de biomassa ou biocombustíveis com ou sem CCUS
Rosa	Fonte de energia nuclear
Amarelo	Energia rede elétrica, composta por diversas fontes
Branco	Extração de hidrogênio natural ou geológico

Notas:

1 - Dos tipos menos ricos para os mais ricos em carbono: turfa, linhito, hulha e antracito, este último possui mais de 86% de carbono

2 - CCUS - *Carbon Capture, Utilization and Storage*

3 - A hulha possui entre 69 e 86% de carbono

4 - Entende-se pirólise de metano como pirólise de gás natural, visto que este é o principal componente do gás natural

**Fonte:** Adaptado de EPE, 2021b

## 2.2. Hidrogênio verde

Conforme Barroso *et al.* (2022), a tecnologia de produção de H<sub>2</sub> a partir de uma fonte renovável define o H<sub>2</sub>V. Os governos e as indústrias identificam o H<sub>2</sub> como um importante pilar de uma economia baixo carbono (RYAN; ROTHMAN, 2022).

No caso do H<sub>2</sub> obtido por meio da eletrólise da água, a molécula de água (H<sub>2</sub>O) é transformada em gás hidrogênio (H<sub>2</sub>) e oxigênio (O<sub>2</sub>) com a ajuda da corrente elétrica. Caso esta eletricidade seja proveniente exclusivamente de fontes renováveis, tais como da energia eólica ou solar, o produto é chamado de “hidrogênio verde” (ALMEIDA *et al.*, 2019).

Segundo especialistas, o H<sub>2</sub>V poderia representar cerca de um quarto do mercado energético mundial até 2050, possuindo um enorme potencial para impulsionar a transição energética (KOVACĚ; PARANOS; MARCIUŠ, 2021). Além disso, é lógico concluir que o H<sub>2</sub>V pode ser produzido onde há energia renovável suficientemente disponível para sustentar o processo eletrólise da água. Assim, diversos países apresentam condições climáticas favoráveis para produzir energia de fontes renováveis, como é o caso de diversos países na África, a Austrália e também o Brasil (SANTOS; CHAVES, 2021).

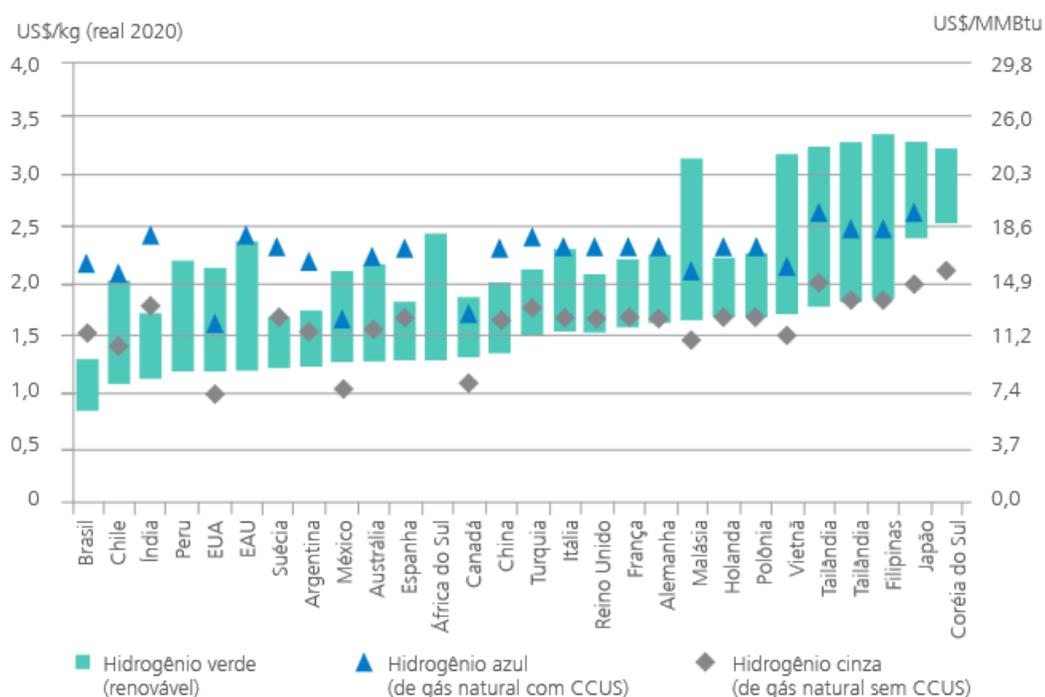
Como destaca Barroso *et al.* (2022), o H<sub>2</sub>V apresenta vantagens como menor poluição, capacidade de armazenamento, versatilidade podendo ser utilizado no transporte, em residências, comércios e indústrias. Contudo, também apresentam desvantagens como o alto custo, demandando altos investimentos. Além disso, requer muita energia para ser produzido, além de exigir uma atenção com a segurança por se tratar de um elemento muito volátil e inflamável.

Além dos desafios relacionados aos custos e segurança no armazenamento, é importante também ressaltar os desafios quanto à adequação do marco regulatório. Oliva Júnior (2021) lembra que a regulamentação desse tema é inexistente no Brasil, que deverá tratar tópicos como o da produção, armazenamento, transporte e tributação de toda cadeia de produção e comercialização do H<sub>2</sub>. Ainda de acordo com Oliva Junior (2021), a tributação do H<sub>2</sub> deverá ser semelhante à que é aplicada no setor de energia atualmente respeitando as características inerentes dessa tecnologia. Assim sendo, apesar dos desafios, estamos no momento crucial da transição energética mundial e o H<sub>2</sub>V apresenta todas as condições para ser a chave desse processo.

No geral as perspectivas para o futuro do H<sub>2</sub>V são favoráveis. Estima-se que a produção anual de H<sub>2</sub>V no mundo será de 90 GW e que a produção anual de energia a partir da eletrólise na Europa passará de 0,1 GW para 40 GW até 2030. Além disso, até 2030 estima-se que serão investidos 430 bilhões em euros em toda cadeia produtiva de H<sub>2</sub>V na Europa e o investimento privado no setor aumentará em 16 vezes. Com relação aos custos de produção do H<sub>2</sub>V, há uma expectativa que podem cair 62% até 2030, atingindo um patamar entre US\$ 1,40 e US\$ 2,30 por quilo, com projeções para atingir um valor abaixo de US\$ 1,00 por quilo em 2040 (BEZERRA, 2021).

De acordo com a Gas Energy (2021), o H<sub>2</sub>V pode chegar a custos de até US\$ 7,50/kg. No Brasil, o custo de produção pode chegar a US\$ 0,65 por quilo de H<sub>2</sub>V produzido nas melhores localizações em seu cenário otimista, e a US\$ 1,25 no cenário pessimista até 2030 (IRENA, 2022a). Conforme ilustra a Figura 12, o Brasil está entre as regiões mais propícias à produção de H<sub>2</sub>V quando comparado a outros países (BNEF, 2021b).

**Figura 12 - Projeções de preços em diversos países para hidrogênio verde, azul e cinza em 2030**

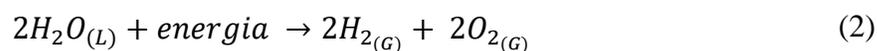


Fonte: Adaptado de BNEF, 2021b.

### 2.2.1 Eletrólise da água

De acordo com Shiva Kumar e Himabindu (2019), as tecnologias relacionadas a eletrólise da água vem evoluindo desde o século XVIII, e a evolução do processo se deve ao desenvolvimento de quatro tipos de tecnologias que foram estabelecidas com base nos eletrólitos, são elas: a eletrólise alcalina, membrana de troca aniônica (AEM), membrana polimérica de troca de prótons (PEM) e óxido sólido. Nesse sentido, conforme indica IRENA (2020), existem variações para cada uma das quatro tecnologias, com as diferenças mais evidentes apontadas para o design da célula, variação dentro dos componentes e grau de maturidade da tecnologia.

A separação dos átomos de oxigênio e H<sub>2</sub> da água ocorre a partir da aplicação de uma carga elétrica em um meio aquoso que quebra a ligação química entre os átomos, separando-os e criando partículas carregadas conhecidas como íons. Os íons se formam em dois polos: o ânodo que é polarizado positivamente, no qual os átomos de oxigênio se concentram e o cátodo que é polarizado negativamente, onde se concentram os átomos de H<sub>2</sub> (Medeiros e Botton, 2015). De acordo com Longo (2008), uma tensão elétrica de 1,24 V entre os eletrodos imersos em uma solução aquosa já é suficiente para separar os átomos de oxigênio e de H<sub>2</sub> a uma temperatura de 25°C e uma pressão de 1,03 kg/cm<sup>2</sup>, conforme mostrado na Equação 2, que representa a decomposição da água (H<sub>2</sub>O), líquida – L, em hidrogênio molecular (H<sub>2</sub>) e oxigênio molecular (O<sub>2</sub>), ambos gasosos, G, sob a influência de uma corrente elétrica durante o processo de eletrólise.



Sendo: (L) – líquido e (G) – gasoso

Por fim, conforme aponta Simões *et al.* (2021), é fundamental que a água utilizada para alimentar o processo de eletrólise seja devidamente tratada, a fim de evitar o acúmulo de impurezas nos eletrolisadores, que pode comprometer o funcionamento do sistema. Em sua maioria, os eletrolisadores já incluem o processo de tratamento em que é necessária uma água

ultrapura (SIMÕES *et al.*, 2021). Os métodos mais comuns para o tratamento da água são osmose reversa e troca iônica (SOUSA, 2022).

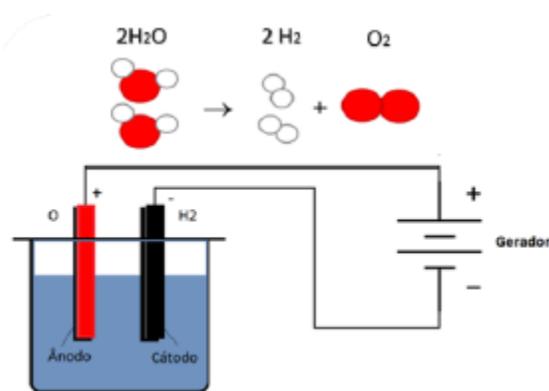
A purificação da água por meio da osmose reversa consiste na passagem da água por uma membrana semipermeável, promovida pela aplicação de uma pressão superior à pressão osmótica. Esse processo faz com que a água migre do lado com maior concentração de impurezas para o lado com menor concentração, isto é, mais puro (MEIRA BREDA, 2001).

No caso da troca iônica, a adsorção das impurezas é realizada por resinas de troca iônica em que a água é quimicamente tratada ao passar por resinas de cátions e ânions, no qual os íons  $H^+$  e  $OH^-$  substituem, respectivamente, os contaminantes (MEIRA BREDA, 2001).

### 2.2.2 Eletrolisadores

De acordo com Costa (2023), a reação eletroquímica de decomposição da água, ou seja, as reações de eletrólise da água, são realizadas em um dispositivo chamado de eletrolisador, constituído por dois eletrodos, um positivo e um negativo. O eletrodo positivo é o ânodo e induzirá os ânions  $O_2^-$  e o eletrodo negativo é o cátodo que induz os cátions  $H^+$  conforme ilustra Figura 13. Assim, é necessário que haja a passagem de uma corrente elétrica com um ânodo positivo e um cátodo negativo para que esse processo ocorra.

**Figura 13 - Configuração de um processo de eletrólise**



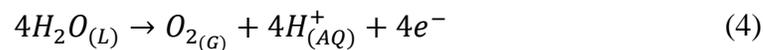
Fonte: MELO *et al.*, 2018.

Para a produção do H<sub>2</sub> faz-se necessário a montagem da célula eletrolítica que é constituída por dois compartimentos separados por uma membrana permeável à água. Conforme informa Leludak *et al.* (2013), células eletrolíticas são os dispositivos nos quais ocorre a eletrólise no eletrolisador. Cada compartimento contém uma placa mergulhada em uma solução aquosa eletrolítica para conduzir a eletricidade. As placas são os eletrodos que estão conectados aos polos positivo da fonte de alimentação, denominado ânodo, e negativo, denominado cátodo. Um eletrodo é geralmente feito de platina ou outro material condutor inerte.

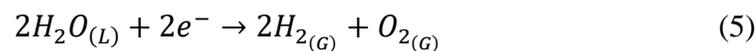
Quando a corrente elétrica é aplicada, ocorrem reações nas superfícies dos eletrodos. No cátodo, a água é reduzida, formando hidrogênio molecular (H<sub>2</sub>). A reação no cátodo é representada pela Equação 3.



No ânodo, a água é oxidada, liberando oxigênio molecular (O<sub>2</sub>). A reação no ânodo é representada pela Equação 4.



E a liberação dos gases eletrolisados se dá com o H<sub>2</sub> gasoso sendo liberado no cátodo, enquanto o oxigênio gasoso é liberado no ânodo, sendo coletados e armazenados para uso posterior. Considerando ambas as reações do cátodo e do ânodo, a equação global da eletrólise da água é a dada pela Equação 5 que é similar à Equação 2 já apresentada.



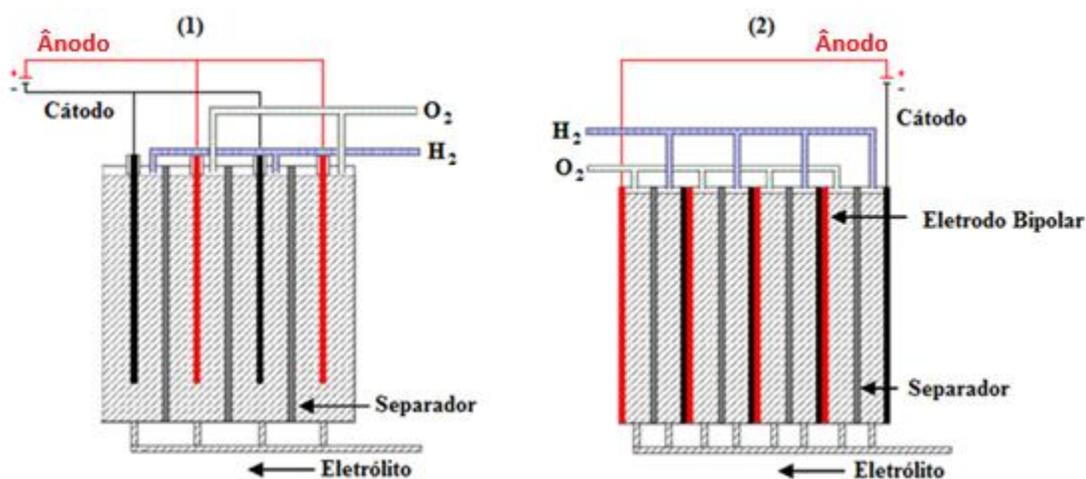
O processo baseado na eletrólise da água permite que o H<sub>2</sub> seja produzido usando eletricidade e água como insumos, porém é um processo com custo elevado. Para reduzir os custos de produção do H<sub>2</sub> a partir da eletrólise da água, é essencial que haja uma redução nos custos dos eletrolisadores. O mercado de eletrolisadores é reduzido, mas, de acordo com Bezerra (2021), espera-se que cresça visto que desempenha um papel significativo na descarbonização do setor de energia. De acordo com o autor, a tecnologia dos eletrolisadores

vem se desenvolvendo e as capacidade dos eletrolisadores mais que dobraram em 2021, atingindo 458 MW e devem crescer nos próximos anos (IRENA, 2022b). Além disso, a necessidade de cumprir as metas de descarbonização pode tornar os eletrolisadores aproximadamente 40% mais baratos até 2030

### 2.2.2.1 Eletrolisador alcalino (AEL)

Conforme apresenta Braga (2014), os eletrolisadores alcalinos são os mais usuais. No caso dos eletrolisadores alcalinos unipolares, a ligação é feita em paralelo com o tanque, fazendo uso de uma membrana para a separação dos cátodos e ânodos, separando também, o  $H_2$  obtido do oxigênio conforme ilustra Figura 14. E nos eletrolisadores alcalinos bipolares, as conexões das células são em série, sendo que cada íon é produzido de um lado da célula, tendo uma membrana de separação entre os eletrodos.

**Figura 14 - Eletrolisador unipolar (1) e bipolar (2)**

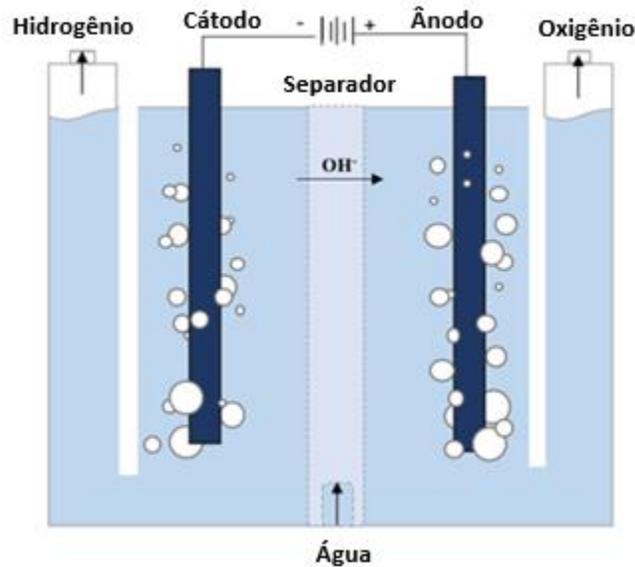


**Fonte:** Adaptado de KROPOSKI, 2006.

O eletrolisador alcalino (AEL) é uma tecnologia mais madura e padrão atual para eletrólise em larga escala. Os principais componentes de um eletrolisador alcalino são o eletrólito, os eletrodos, e separador e um recipiente (GALLANDAT *et al*, 2017). De acordo com IRENA (2020), ele tem um design simples de pilha e é fácil de fabricar. Possuem áreas de até 3 metros quadrados e opera com KOH altamente concentrado como eletrólito, diafragmas robustos à base de  $ZrO_2$  e aço inoxidável revestido de níquel (Ni) para os eletrodos. Os

eletrolisadores alcalinos possuem eficiências na faixa de 59 a 70% (ZENG; ZHANG, 2010). A Figura 15 ilustra um eletrolisador alcalino e a Figura 16 representa um projeto de design de um sistema típico de uma planta para um eletrolisador alcalino.

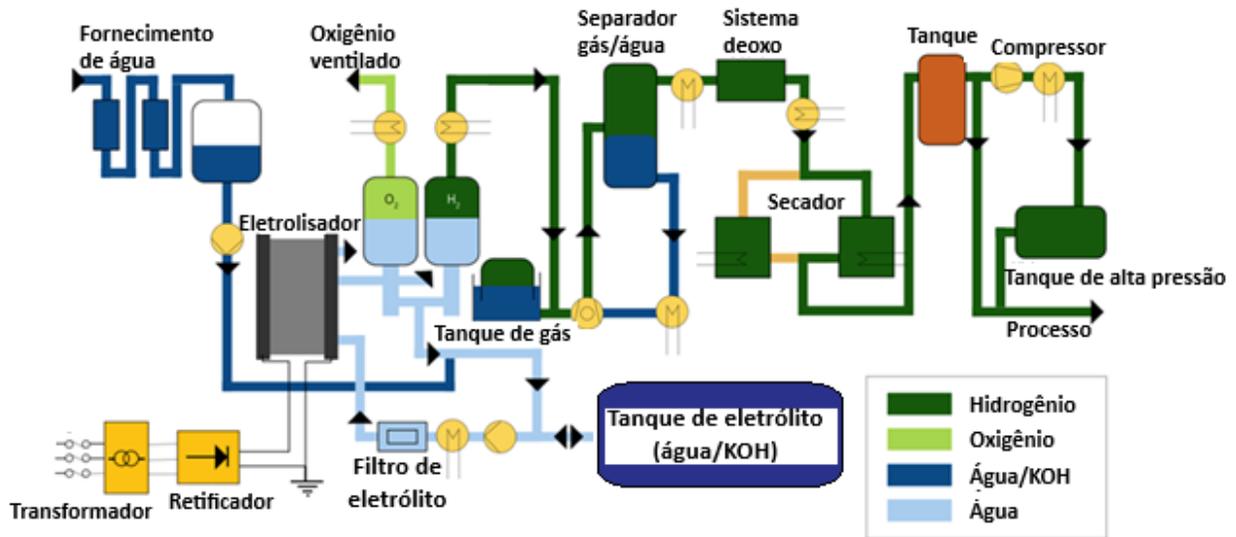
**Figura 15 - Ilustração de um eletrolisador de água alcalino**



**Fonte:** VIDAS; CASTRO, 2022.

O projeto abaixo detalha um sistema para a produção de  $H_2V$  via eletrólise alcalina, mostrando desde o tratamento da água até o armazenamento e pressurização do  $H_2$  gerado. A água fornecida ao sistema passa por filtros antes de entrar no eletrolisador. Um transformador reduz a tensão da rede elétrica para um nível adequado e um retificador converte a corrente alternada (AC) em corrente contínua (DC) necessária para alimentar o eletrolisador que realiza a eletrólise da água usando uma solução de hidróxido de potássio (KOH). Essa solução se separa em  $H_2$  e oxigênio e um separador gás/água remove a umidade do  $H_2$  e um sistema de oxo remove o oxigênio residual, passando em um secador para então ser armazenado em um tanque. O gás  $H_2$  é comprimido e armazenado, para ser direcionado ao processo onde será utilizado (IRENA, 2020).

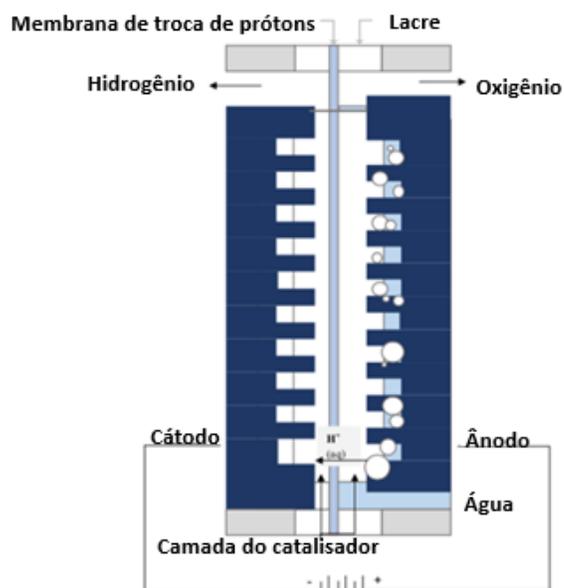
**Figura 16 - Projeto de sistema para um eletrolisador alcalino**



Fonte: Adaptado de IRENA, 2020.

### 2.2.2.2 Eletrolisador com membrana de troca de prótons (PEM)

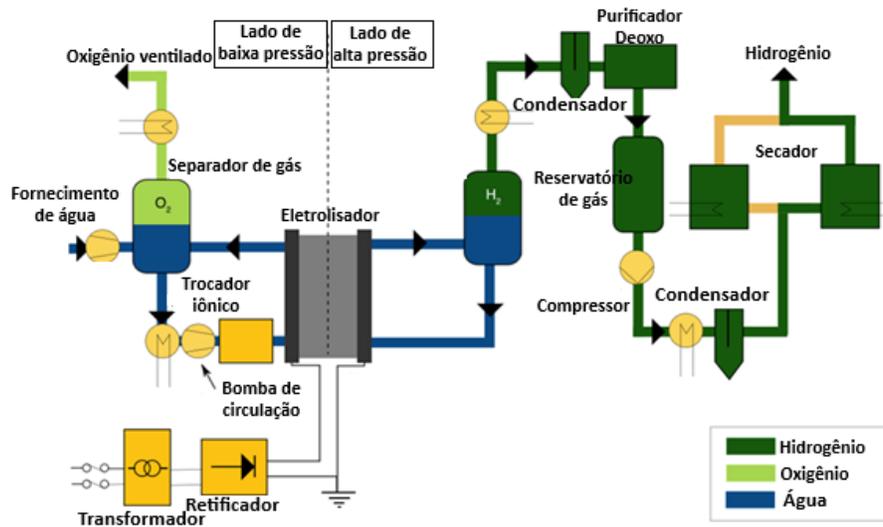
Com relação ao eletrolisador de membrana polimérica de troca de prótons (PEM), os sistemas são mais simples que os alcalinos. Normalmente, requerem uso de bombas de circulação, trocadores de calor, controle de pressão e monitoramento apenas no lado do ânodo (oxigênio). Já no lado do cátodo são necessários separador de gás, componente de desoxigenação para remover o oxigênio restante (normalmente não necessário para a pressão diferencial), secador de gás e uma etapa final do compressor (IRENA, 2020). De acordo com Balbuena (2021), a membrana transporta as cargas iônicas e evita mistura dos gases produzidos no processo. A desvantagem é a característica ácida muito forte que irá requerer materiais com alta resistência a corrosão elevando os custos do processo. Os eletrolisadores PEM tem eficiência na faixa de 65 a 82% (ZENG; ZHANG, 2010). A Figura 17 ilustra o esquema de um eletrolisador PEM e a Figura 18 apresenta um projeto de sistema típico de uma planta para um eletrolisador PEM descrito em IRENA (2020).

**Figura 17 - Ilustração de um eletrolisador PEM**

**Fonte:** VIDAS; CASTRO, 2022.

A Figura 18 detalha um sistema para a produção de  $H_2V$  para um eletrolisador PEM. A água fornecida ao sistema passa por um trocador iônico para remover impurezas antes de entrar no sistema e a bomba de circulação garante que a água flua pelo eletrolisador. A eletrólise ocorre no eletrolisador sob uma configuração de baixa pressão e alta pressão. O gás oxigênio ( $O_2$ ) é separado no separador de gás e depois ventilado e o gás hidrogênio ( $H_2$ ) também é separado para posterior purificação e compressão (IRENA, 2020).

**Figura 18 - Projeto de sistema para um eletrolisador PEM**



**Fonte:** Adaptado de IRENA, 2020.

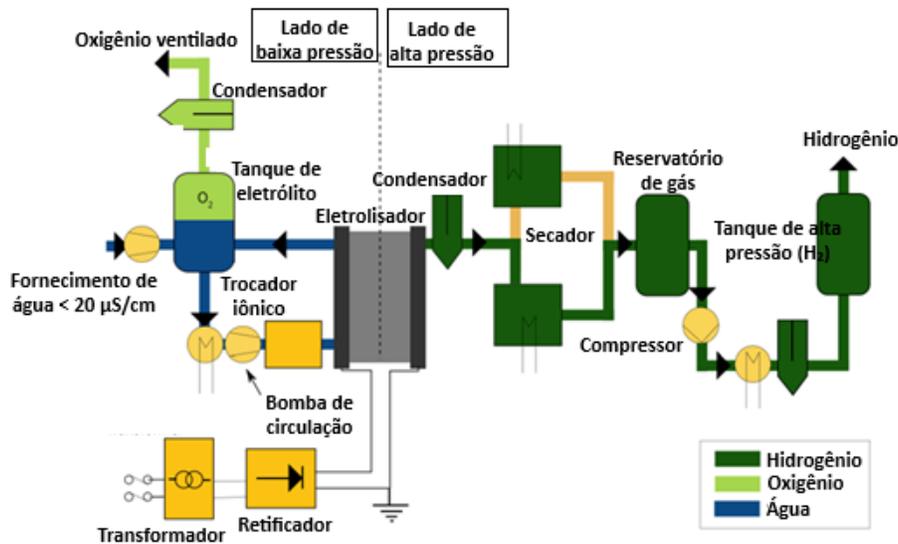
### 2.2.2.3 Eletrolisador de membrana de troca aniônica (AEM)

Com relação aos eletrolisadores de membrana de troca aniônica (AEM), conforme apresenta IRENA (2020), as informações são limitadas devido a baixa maturidade dessa tecnologia. Eles apresentam conceitos de projeto de sistema semelhantes aos dos apresentados para os eletrolisadores PEM. Nesta fase de tecnologia inicial, são esperadas melhorias na estabilidade mecânica das membranas AEM, pureza do gás, capacidade de suportar altos diferenciais de pressão e maior faixa de potência em comparação com a alcalina. A Figura 19 apresenta o design de um sistema baseado em eletrolisadores AEM de acordo com IRENA (2020).

A água de alimentação precisa ter uma condutividade menor que  $20 \mu\text{S}/\text{cm}$  para evitar impurezas que podem prejudicar a eficiência da eletrólise. A água passa por um trocador iônico para remoção de íons indesejados e uma bomba de circulação transporta a água para o tanque de eletrólito, onde ocorre a dissolução do eletrólito. O eletrolisador divide a água em  $\text{H}_2$  e oxigênio, utilizando eletricidade fornecida pelo sistema. O oxigênio gerado é removido como oxigênio ventilado, e o  $\text{H}_2$  segue para purificação e armazenamento. Durante

o processo, formam-se resíduos de água, que precisam ser removidos para garantir um H<sub>2</sub> mais puro (IRENA, 2020).

**Figura 19 - Projeto de sistema para um eletrolisador AEM**

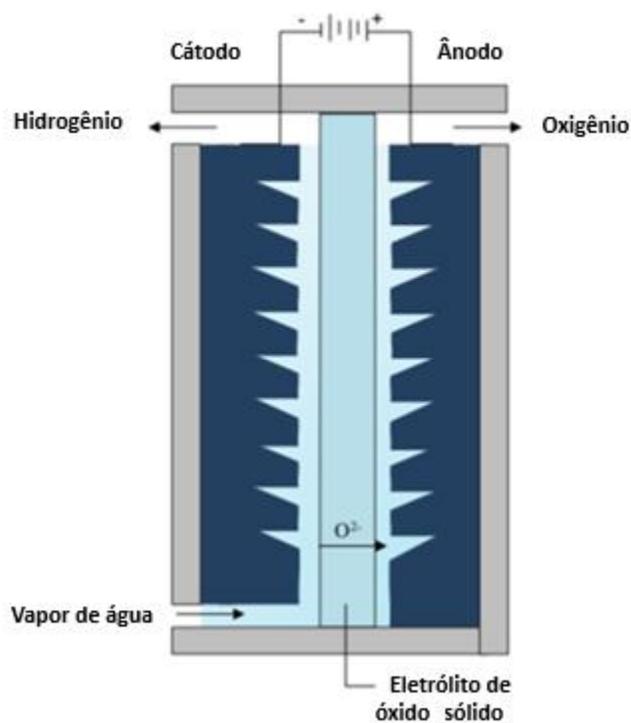


**Fonte:** Adaptado de IRENA, 2020.

#### 2.2.2.4 Eletrólise de óxido sólido (SOE)

A eletrólise de óxido sólido (SOE) é um método vantajoso para produzir H<sub>2</sub>, porém, devido a falta de estabilidade, degradação e uso de temperaturas muito elevadas, apresenta desafios para a comercialização em larga escala. Devido a esses motivos, não é adequado ao acoplamento com fontes de energia intermitentes (VIDAS; CASTRO, 2021). Basicamente, consiste na eletrólise sob altas temperaturas, operando na faixa entre 800°C e 1.000°C, ou seja, o processo é a partir de vapor de água. A vantagem é que esse processo reduz significativamente o consumo de energia elétrica requerido para a produção de H<sub>2</sub> e assim, incrementa a eficiência, mas exige materiais resistentes a altas temperaturas e complexidade no controle térmico. A desvantagem é que as altas temperaturas aceleram a degradação dos componentes da célula. Essa é uma tecnologia que ainda se encontra em estágio de pesquisa e desenvolvimento (BALBUENA, 2021). A Figura 20 apresenta uma ilustração de um eletrolisador de óxido sólido e a Figura 21 apresenta um projeto de uma planta de eletrolisadores de óxido sólido.

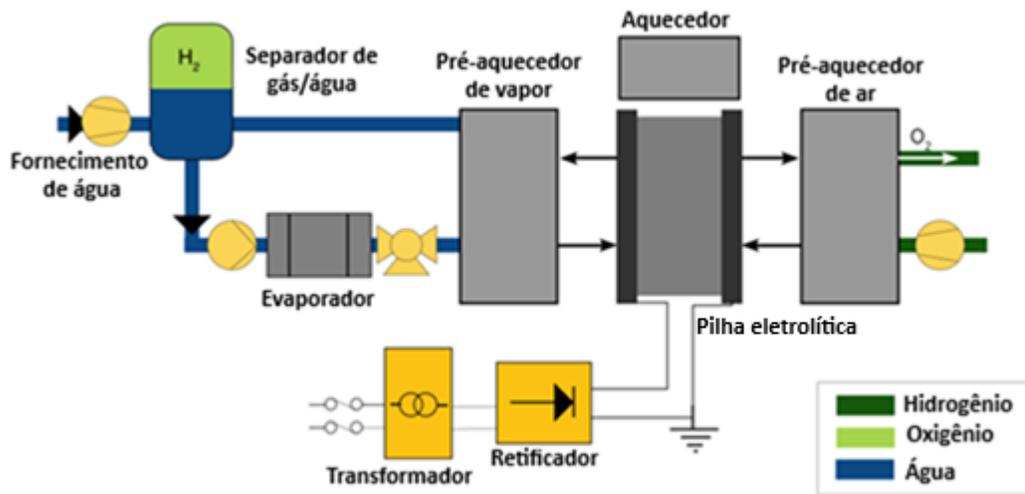
**Figura 20 - Ilustração de um eletrolisador de água de óxido sólido**



**Fonte:** VIDAS; CASTRO, 2022.

Conforme ilustra a Figura 21, os eletrolisadores de óxido sólido podem ser acoplados a aquecedores para produzir calor e aumentar a eficiência do sistema, já que a eletrólise da água se torna mais endotérmica com o aumento da temperatura, com isso, a demanda de energia é reduzida. Uma alternativa renovável seria acoplar o eletrolisador de óxido sólido em energia solar, que pode fornecer tanto eletricidade quanto calor para o eletrolisador nesse caso (IRENA, 2020).

**Figura 21 - Projeto de sistema para um eletrolisador de óxido sólido**



**Fonte:** Adaptado de IRENA, 2020.

### 2.2.3 Produção de hidrogênio verde no Brasil

Na Europa, o H<sub>2</sub> como uma solução viável para atingir as metas climáticas mais rapidamente foram formalmente anunciadas pela Comissão Europeia em 2020 (EUROPEAN COMMISSION, 2020). Conforme sugere De Lara e Richter (2023), a Europa não será capaz de produzir toda a sua demanda por energia renovável dentro do próprio território europeu, presumindo assim que grande parte do H<sub>2</sub> será importada, como por exemplo, do Brasil.

A produção de H<sub>2</sub> no Brasil utiliza processos com alta emissão de gás carbônico, estando especialmente concentrada nos setores de petróleo e fertilizantes. O governo brasileiro está de fato investindo, inicialmente, no H<sub>2</sub> produzido a partir de combustíveis fósseis, porém utilizando tecnologias de redução de emissões de carbono, como a captura, utilização e armazenamento de carbono. Assim, à medida que os custos de produção de H<sub>2</sub> vão diminuindo aliada a utilização de energia renovável em larga escala, o Brasil poderá impulsionar a produção de H<sub>2</sub>V no país (OLIVEIRA, 2022).

Carvalho *et al.* (2021) evidencia a viabilização da produção de H<sub>2</sub>V no Brasil por meio da eletrólise da água consumindo eletricidade produzida por fontes renováveis, especialmente

via energia eólica e solar. No cenário mundial, o Brasil é um país que se destaca por apresentar áreas territoriais com alta irradiação solar e velocidade de vento favorável à implementação de energia eólica. A grande participação da energia hidrelétrica na matriz energética do Brasil é outro fator que proporciona menor custo de integração na rede, e auxiliam na variabilidade de curto prazo da produção renovável. Adicionalmente, há regulamentações locais que incentivam as energias renováveis. Assim, Kelman *et al.* (2020) justifica que o Brasil seria capaz de fortalecer o H<sub>2</sub>V no mercado interno e externo, através das exportações para a outros países, tais como os países da Europa.

Conforme aponta De Lara e Richter (2023), além da disposição e potencial de crescimento da energia renovável no país, o Brasil apresenta outros atributos que contribuem para o desenvolvimento do mercado interno e externo de H<sub>2</sub>. Um quesito favorável é a possibilidade de criar um mercado consumidor interno a partir de uma fonte de H<sub>2</sub>V barata e competitiva para vários setores da economia. Outros pontos importantes são a estabilidade geopolítica do país, a disponibilidade territorial com terras baratas com potencial de instalação de energia renovável e a presença de uma rede nacional integrada que permite que a energia possa ser gerada não necessariamente no local da usina de H<sub>2</sub>V. Adicionalmente, há uma estrutura regulatória sólida para projetos de energia renovável no Brasil, que permite que os projetos sejam colocados em funcionamento em tempo hábil.

No Brasil destaca-se também as oportunidades de produção de H<sub>2</sub> a partir do aproveitamento da biomassa. Dentre todas as fontes de energia renováveis, segundo Vargas *et al* (2006), a biomassa oferece as melhores condições como fonte de H<sub>2</sub>, pois seu valor energético é alto. Martins *et al.* (2016) descreve que o processo biológico fermentativo é uma das formas sustentáveis existentes de produzir H<sub>2</sub>, pois pode utilizar como substratos diversos tipos de resíduos agroindustriais. A biomassa proveniente dos resíduos agroindustriais é rica em matéria orgânica, dessa forma eles se tornam potenciais substratos para a produção de H<sub>2</sub>.

### **2.2.3.1 Programa Nacional do Hidrogênio (PNH<sub>2</sub>)**

Criado em 2021, o Programa Nacional do Hidrogênio (PNH<sub>2</sub>) tem como principal objetivo auxiliar a competitividade do H<sub>2</sub> na matriz energética brasileira e se estrutura em três pilares,

mercado, tecnologia e políticas públicas que foram divididos em 6 eixos temáticos como indica a Figura 22. (BRASIL, 2021).

**Figura 22 - Eixos temáticos do PNH<sub>2</sub>**



**Fonte:** BRASIL, 2021.

Dentre os eixos temáticos propostos pelo programa, o Eixo 1, correspondente ao Fortalecimento das Bases Tecnológicas, tem como objetivo mapear e potencializar as competências presentes no território nacional, em prol do desenvolvimento da economia do H<sub>2</sub>V. O Eixo 2, Capacitação e Recursos Humanos, é responsável por promover a capacitação técnica e profissional de indivíduos que podem vir a contribuir com a inserção do H<sub>2</sub>V no país. O Eixo 3, correspondente ao Planejamento Energético, atua por meio de pesquisas, nas quais são avaliados alguns parâmetros, como a demanda e oferta de recursos, bem como o potencial de crescimento do H<sub>2</sub> no setor energético. O Eixo 4, de Arcabouço Legal e Regulatório, é fundamental para a criação e o desenvolvimento de todas as leis que irão promover a regulação da produção, do transporte, do armazenamento e do uso de H<sub>2</sub> e suas tecnologias no país. O Eixo 5, Crescimento do Mercado e Competitividade, visa a mapear os agentes que já trabalham com aplicações de H<sub>2</sub> em território brasileiro, e o Eixo 6, de

Cooperação Internacional é focado em desenvolver e fortalecer o diálogo e a cooperação do Brasil com outros países, promovendo o crescimento econômico de todas as partes envolvidas (BRASIL, 2021).

### **2.2.3.2 Iniciativas de produção de hidrogênio no Brasil**

Dentre as iniciativas de desenvolvimento da cadeia produtiva de H<sub>2</sub> no país, Bezerra (2021) destaca a criação do primeiro HUB de H<sub>2</sub>V do país, em 19 de fevereiro de 2021, possibilitando a atração de investimentos para o H<sub>2</sub>V. Nesse aspecto, o Brasil tem atraído bilhões de dólares em investimentos na cadeia produtiva de H<sub>2</sub>V. Bezerra (2021) aponta que os investimentos anunciados já somam mais de US\$ 22 bilhões para construção de usinas produtoras de H<sub>2</sub>V concentrados em portos em Pecém (CE), Suape (PE) e Açú (RJ).

O Complexo Industrial e Portuário Pecém (CIPP), no Ceará, apresenta uma localização estratégica em uma zona de processamento de exportação (ZPE), com incentivos tributários diferenciados, além de conexão com o porto de Roterdã, que é o principal acionista do Porto de Pecém. O porto de Roterdã é um sistema que combina produção e consumo de H<sub>2</sub>V e infraestrutura para distribuição aos demais países da Europa (DE MELO, 2023). Adicionalmente, já foram anunciados diversos projetos entre o Governo do Ceará e empresas nacionais e internacionais, como a White Martins/Linde e Eneva que possuem o objetivo de desenvolver a cadeia produtiva de H<sub>2</sub>V e a intenção de participação em pool de armazenamento de amônia e utilidades (BEZERRA, 2021).

O Complexo Industrial Portuário de Suape, em Pernambuco, está inicialmente produzindo o hidrogênio azul, mas planeja investir em H<sub>2</sub>V, tendo a energia solar como principal fonte para a produção de H<sub>2</sub>V, pois Pernambuco possui em 3 GW de capacidade solar em outorga, mas apenas 167 MW se encontram em operação no momento. O Porto de Suape pretende se posicionar como exportador de H<sub>2</sub>V e amônia verde, além de suprir a demanda interna de empresas que já se encontram instaladas no porto (DE MELO, 2023).

O Porto do Açu, localizado no Rio de Janeiro, já produz hidrogênio azul e o carbono emitido no processo é capturado e armazenado para neutralizar as emissões. O porto pretende, no entanto, iniciar uma transição para o H<sub>2</sub>V. A mineradora australiana Fortescue anunciou o interesse na instalação de uma usina produtora de amônia verde para exportação no Porto de Açu, a partir do estudo da viabilidade de uma planta de H<sub>2</sub>V de 300 MW que será um alicerce de fertilizantes agrícolas (DE MELO, 2023).

Empresas privadas também anunciaram investimentos na produção de H<sub>2</sub>V no Brasil, como foi o caso da Unigel, uma das maiores empresas químicas da América Latina e maior produtora nacional de fertilizantes nitrogenados, que anunciou uma parceria com a Alemã Thyssenkrupp nucera em julho de 2022, para a aquisição de três eletrolisadores alcalinos de 20MW cada para a produção de H<sub>2</sub> em Camaçari, na Bahia. O projeto se configura como um dos maiores do mundo com um investimento de US\$ 120 milhões (UNIGEL, 2022).

Dentre outros investimentos anunciados estão os centros de pesquisas e laboratórios de H<sub>2</sub>V que vem sendo implantados no Brasil. De acordo com GIZ (2021), existem 25 universidades com pelo menos um projeto na área de H<sub>2</sub>, que envolvem não apenas o H<sub>2</sub>V. A UNIFEI - Universidade Federal de Itajubá - foi escolhida pela agência alemã GIZ para construção do Centro de Produção e Pesquisas em H<sub>2</sub>V (CPPHV). Além da construção de uma planta de eletrólise com até 1MW de capacidade, irá também promover o desenvolvimento de pesquisas com parceiros da indústria e incubação de empresas, visando a disseminação do uso do H<sub>2</sub> (UNIFEI, 2021).

#### **2.2.4 Certificação de hidrogênio verde**

Com o intuito de fornecer informações para procedimentos de certificação do H<sub>2</sub> produzido, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) lançou o Manual para Certificação de H<sub>2</sub>, que serve como um guia destinado aos produtores de H<sub>2</sub> e intermediadores do mercado de H<sub>2</sub> no Brasil. O manual contém instruções para a certificação do H<sub>2</sub> e informações no que diz respeito as especificações da versão inicial, os procedimentos de cadastro, emissão,

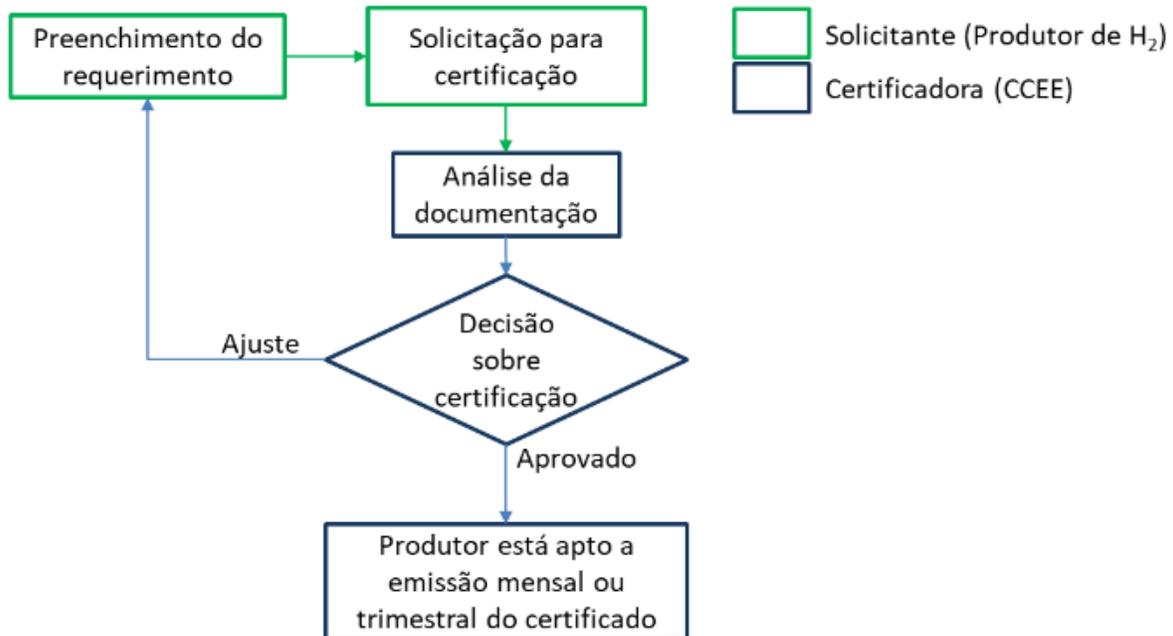
transferência, cancelamento de certificado, as análises realizadas pela CCEE e o conteúdo do certificado que será entregue (CCEE, 2023a).

O documento tem como objetivo comprovar a origem da produção do H<sub>2</sub> e rastrear os atributos ambientais do produto final, a partir das fontes de geração de energia que serão utilizadas para a produção. Sua versão inicial foi feita a partir das últimas definições do padrão europeu estabelecido na Diretiva de Energia Renovável (RED II/III). A versão mais recente do documento é a revisão 1.1, publicada em 22 de junho de 2023 (CCEE, 2023a).

Por se tratar de um documento de caráter comprobatório, a certificação tem o objetivo de apoiar o mercado de H<sub>2</sub> global em que os consumidores possam comprovar a origem. Além disso, a certificação também tem como objetivo facilitar a habilitação do produtor de H<sub>2</sub> em operar no mercado, fornecendo segurança e credibilidade em seu produto (CCEE, 2023a).

No procedimento de cadastro, o solicitante irá preencher o Formulário de Cadastro Inicial que se encontra disponível no website da CCEE. Após o preenchimento do Formulário de Cadastro Inicial e a devida assinatura do documento, o solicitante deve abrir uma solicitação no website da CCEE na seção “Fale Conosco”. Toda documentação será verificada, e o solicitante estará apto à emissão da certificação de H<sub>2</sub> caso houver a aprovação dos documentos. A certificação poderá ser realizada mensalmente ou trimestralmente, a depender da escolha do solicitante. O fluxograma do procedimento de cadastro inicial encontra-se ilustrado na Figura 23 (CCEE, 2023a).

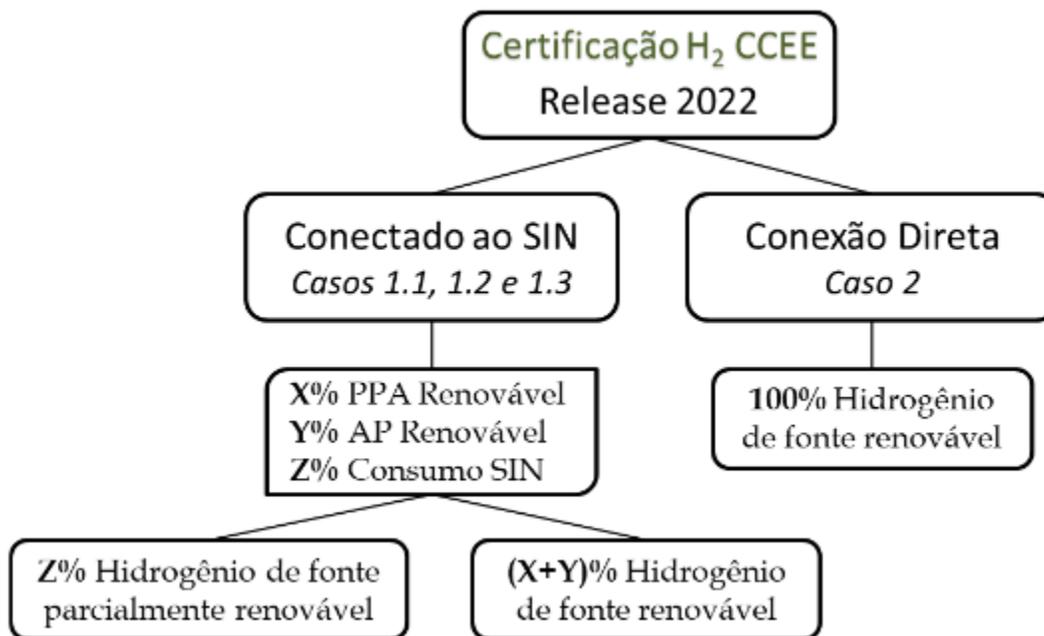
**Figura 23 - Fluxograma do procedimento de cadastro inicial para certificação de hidrogênio**



**Fonte:** CCEE, 2023a.

O solicitante receberá periodicamente o certificado do H<sub>2</sub> produzido, a CCEE fará uma análise para averiguar a origem da energia elétrica que está sendo consumida para a produção do H<sub>2</sub>. Esta verificação é essencial para atender aos critérios de garantia de origem, para comprovar a parcela de energia elétrica consumida que foi renovável com PPA ou autoprodução, e a parcela que eventualmente tenha sido consumida do SIN, sem comprovação de origem. Após essa análise, portanto, o produtor de H<sub>2</sub> poderá ter sua produção certificada em H<sub>2</sub> de fonte renovável ou H<sub>2</sub> de fonte parcialmente renovável. A Figura 24 representa as duas modalidades de certificação e as classificações possíveis de serem concedidas (CCEE, 2023a). As classificações possíveis são descritas nos tópicos a seguir.

**Figura 24 - Modalidade de classificação da certificação de hidrogênio**

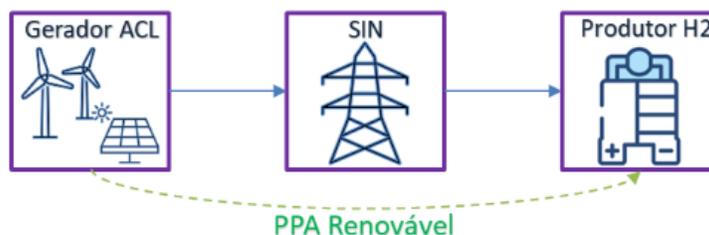


Fonte: CCEE, 2023a.

#### 2.2.4.1 Caso 1.1: Conectado ao SIN com PPA de fonte renovável

Neste cenário, o produtor de H<sub>2</sub> estará conectado diretamente ao SIN e terá um contrato de *Power Purchase Agreement* (PPA), também conhecido como Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente de Contratação Livre (CCEAL), em que a energia contratada será proveniente de uma fonte renovável, conforme ilustra a Figura 25 (CCEE, 2023a).

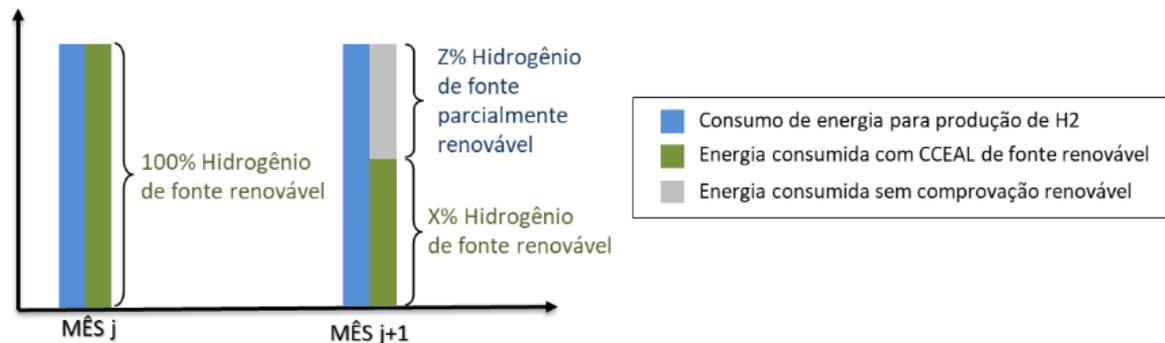
**Figura 25 - Ilustração do Caso 1.1**



Fonte: CCEE, 2023a.

Aqui o H<sub>2</sub> produzido será certificado como H<sub>2</sub> de fonte renovável, proporcional a energia renovável consumida no CCEAL para a produção no período. Caso a energia verificada não tenha sido suficiente, a parcela proporcional de H<sub>2</sub> será certificada como H<sub>2</sub> de fonte parcialmente renovável, conforme ilustra a Figura 26 (CCEE, 2023a).

**Figura 26 - Possibilidades de certificação ao longo do tempo para o Caso 1.1**

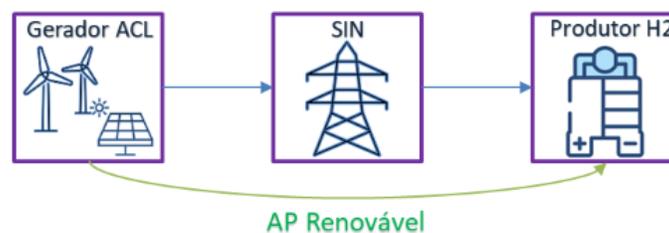


**Fonte:** CCEE, 2023a.

#### 2.2.4.2 Caso 1.2: Conectado ao SIN com autoprodução de fonte renovável

O produtor de H<sub>2</sub>, nesse cenário, estará conectado diretamente ao SIN e possui uma autoprodução de energia de fonte renovável, conforme ilustra a Figura 27 (CCEE, 2023a).

**Figura 27 - Ilustração do Caso 1.2**

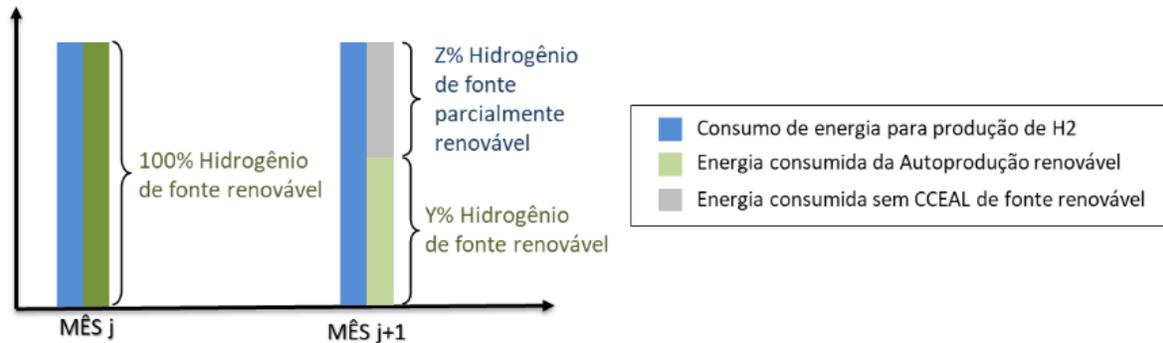


**Fonte:** CCEE, 2023a.

Nesse caso, o H<sub>2</sub> produzido será certificado como H<sub>2</sub> de fonte renovável, proporcional a energia renovável gerada na autoprodução que tenha sido alocada ao empreendimento. Caso o produtor de H<sub>2</sub> tenha eventualmente consumido energia além da autoprodução, a parcela

proporcional de H<sub>2</sub> será certificada como H<sub>2</sub> parcialmente renovável, conforme ilustra a Figura 28 (CCEE, 2023a).

**Figura 28 - Possibilidades de certificação ao longo do tempo para o Caso 1.2**

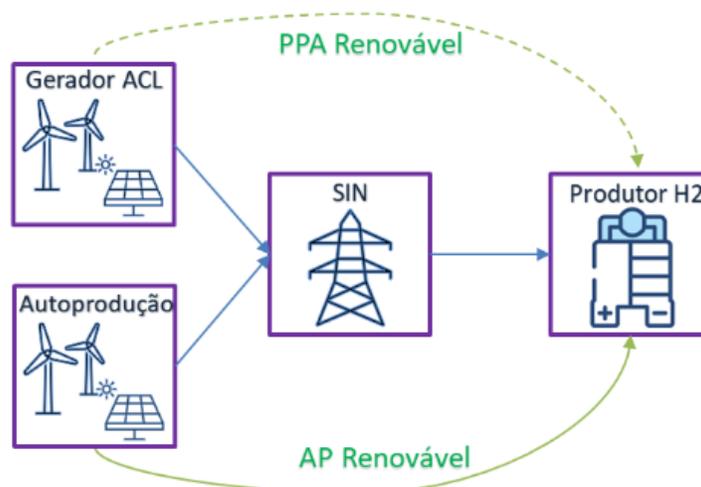


Fonte: CCEE, 2023a.

#### 2.2.4.3 Caso 1.3: Conectado ao SIN com PPA + autoprodução de fonte renovável

O produtor de H<sub>2</sub>, nesse cenário, está conectado diretamente ao SIN, possui um contrato de *Power Purchase Agreement* (PPA) com uma geradora/comercializadora e uma autoprodução, sendo ambos de energia de fonte renovável, conforme pode ser observado na Figura 29 (CCEE, 2023a).

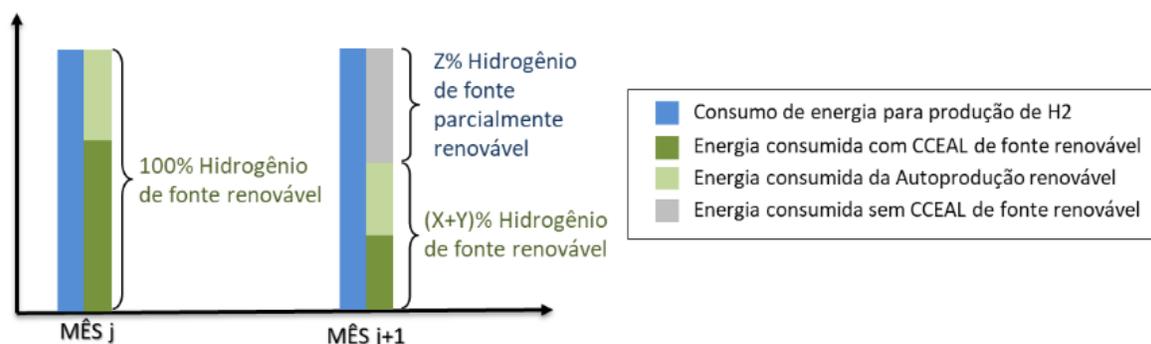
**Figura 29 - Ilustração do Caso 1.3**



Fonte: CCEE, 2023a.

Nesse caso, o H<sub>2</sub> produzido será certificado como H<sub>2</sub> de fonte renovável, proporcional a energia renovável consumida no PPA somada a da autoprodução no período de uso. Caso a energia proveniente do contrato PPA e da autoprodução não tenha sido suficiente, a parcela proporcional será certificado como H<sub>2</sub> parcialmente renovável, conforme ilustra a Figura 30 (CCEE, 2023a).

**Figura 30 - Possibilidades de certificação ao longo do tempo para o Caso 1.3**



Fonte: CCEE, 2023a.

#### 2.2.4.4 Caso 2: Conexão com autoprodução de fonte renovável (off-grid)

O produtor de H<sub>2</sub>, nesse cenário, estará conectado diretamente com a autoprodução de energia de fonte renovável, conforme ilustra Figura 31 (CCEE, 2023a)

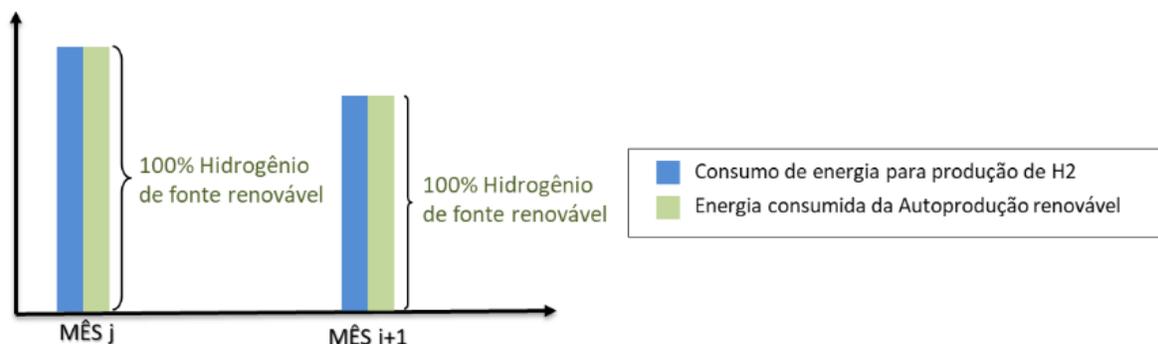
**Figura 31 - Ilustração do Caso 2**



Fonte: CCEE, 2023a.

A verificação periódica da energia elétrica gerada será sempre igual a consumida pelo produtor de H<sub>2</sub>. Portanto, o H<sub>2</sub> produzido sempre será certificado como H<sub>2</sub> de fonte renovável, conforme ilustra Figura 32 (CCEE, 2023a).

**Figura 32 - Possibilidades de certificação ao longo do tempo para o Caso 2**



Fonte: CCEE, 2023a.

### 2.2.5 Marco Legal do Hidrogênio

Aprovado pelo Congresso Nacional e sancionado em agosto de 2024, o Projeto de Lei nº 5.816/2023 deu origem à Lei nº 14.948/2024, que estabelece o Marco Legal do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono no Brasil e cria o Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixo Carbono (PHBC), com o objetivo de impulsionar o desenvolvimento do setor e contribuir para a transição energética e o crescimento sustentável do país (BRASIL, 2024).

O PHBC reconhece a importância do H<sub>2</sub> como catalisador na transição energética em diversos setores da economia. Ele apresenta uma série de objetivos estratégicos que tem o objetivo de promover o avanço do setor de H<sub>2</sub> de baixo carbono em âmbito nacional e internacional. Entre eles, o incentivo ao fornecimento de H<sub>2</sub> de baixo carbono em todo o território nacional, fortalecimento das bases científico-tecnológicas, capacitação de recursos humanos e planejamento energético. Primordialmente, o programa busca promover o desenvolvimento sustentável e expandir as cadeias produtivas do H<sub>2</sub> de baixo carbono, e com isso fomentar o mercado de trabalho do setor (GOVERNO FEDERAL, 2023).

Como prioridades, o programa apresenta a proteção dos interesses dos consumidores, a preservação ambiental e a redução de emissões poluentes. Com isso, busca promover a livre

concorrência ao atrair investimentos nacionais e internacionais, por meio da integração do H<sub>2</sub> de baixo carbono na matriz energética nacional (GOVERNO FEDERAL, 2023).

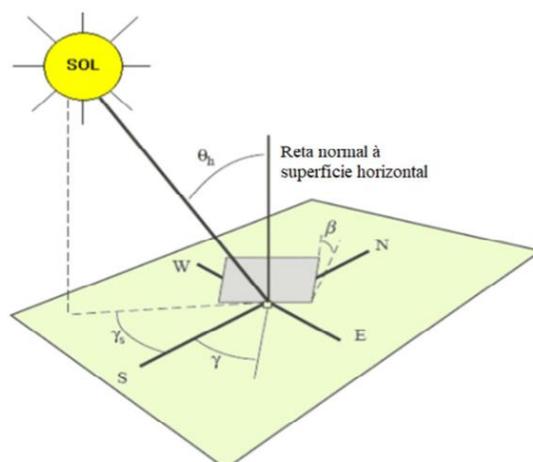
### 2.3 Energia solar fotovoltaica

Conforme aborda Rüther *et al.* (2011) e Tolmasquim (2016), além de ser responsável pela manutenção da vida na Terra, a irradiação solar também se constitui em uma fonte energética de recurso inesgotável, podendo ser utilizada por meio de sistemas de captação e conversão em outras formas de energia, principalmente a térmica e a elétrica. De toda a energia solar que chega à Terra, aproximadamente metade atinge a superfície, totalizando cerca de 885 milhões de TWh/ano, o que corresponde a 10.000 vezes o consumo mundial de energia no mesmo período de um ano.

Devido à reflexão e absorção dos raios solares pela atmosfera, apenas uma fração dos raios solares atinge a superfície terrestre de toda a radiação solar que chega à atmosfera. Esta fração que atinge a superfície terrestre é constituída por uma componente direta (ou de feixe) e por uma componente difusa. A radiação direta provém diretamente do sol e a difusa é a que atinge a superfície após espalhamento que sofre ao atingir a atmosfera terrestre (CRESESB, 2014).

Para melhor aproveitamento da energia solar, deve-se considerar o cálculo de instalação e angulação do painel solar, de modo a orientar os módulos para o norte verdadeiro e a inclinação com a horizontal, sendo igual a latitude do local escolhido para instalação dos módulos solares (ROBERTS, 2012). A configuração do ângulo de incidência pode ser vista na Figura 33 em que  $\theta_h$  é o ângulo formado entre os raios solares e a normal do plano do coletor,  $\beta$  é a inclinação do coletor,  $\gamma$  é o azimute do coletor e  $\theta$  é o ângulo zenital (ELETRÔNICA, 2022).

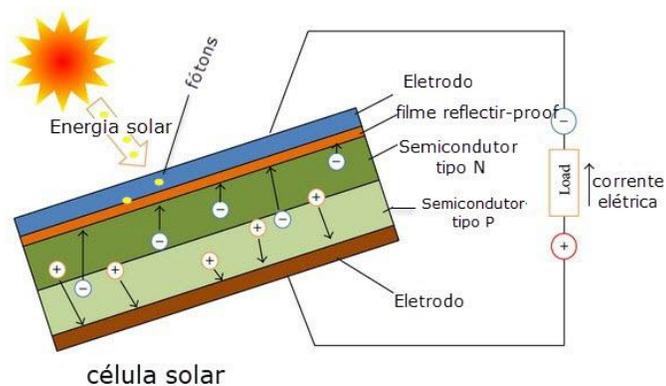
**Figura 33 - Ângulos de incidência do sol no sol no módulo solar**



**Fonte:** ELETRÔNICA, 2022.

Um dos processos para converter a energia solar em eletricidade atualmente em uso no planeta são os painéis fotovoltaicos. Knier (2008) explica que os painéis fotovoltaicos são os equipamentos responsáveis por realizarem a captação da energia solar para geração de energia elétrica. Os painéis são compostos pela união de células fotovoltaicas que são pequenas placas de material semicondutor tratadas cuidadosamente para formar um campo elétrico, com um lado positivo (semicondutor tipo P) e o outro negativo (semicondutor tipo N), conforme ilustra Figura 34. Quando os fótons da luz solar se chocam, os elétrons dos semicondutores são deslocados dos átomos do material, gerando uma diferença de potencial.

**Figura 34 - Princípio de operação da célula solar fotovoltaica**



**Fonte:** Adaptado de STEVENSON, 2014.

Segundo Arefeen e Dallas (2021), os painéis solares são várias células solares conectadas em série e paralelo para produzir uma potência de saída. Um sistema fotovoltaico se constitui de painel solar e inversor. O painel solar absorve a energia do fóton e a transforma em eletricidade, através do mecanismo fotovoltaico. Assim, os módulos solares são capazes de captar a luz do sol e gerarem correntes elétricas contínuas por meio do efeito fotovoltaico, que através do inversor solar são convertidas em correntes alternadas (CA). A partir daí, a eletricidade gerada é distribuída no local ou armazenada em banco de baterias (VASCONCELOS, 2021).

O sistema de energia solar fotovoltaica conectado na rede é chamado de on-grid e, atua com a injeção de energia diretamente na rede elétrica. O sistema fotovoltaico sem conexão com a rede é chamado de off-grid e, funciona por meio de baterias que armazenam eletricidade. Já o sistema híbrido tem sua operação de modo simultâneo, entre on-grid e off-grid, fazendo com que seu trabalho ocorra conectado à rede, enquanto o banco de baterias está carregando, e vice-versa (VASCONCELOS, 2021).

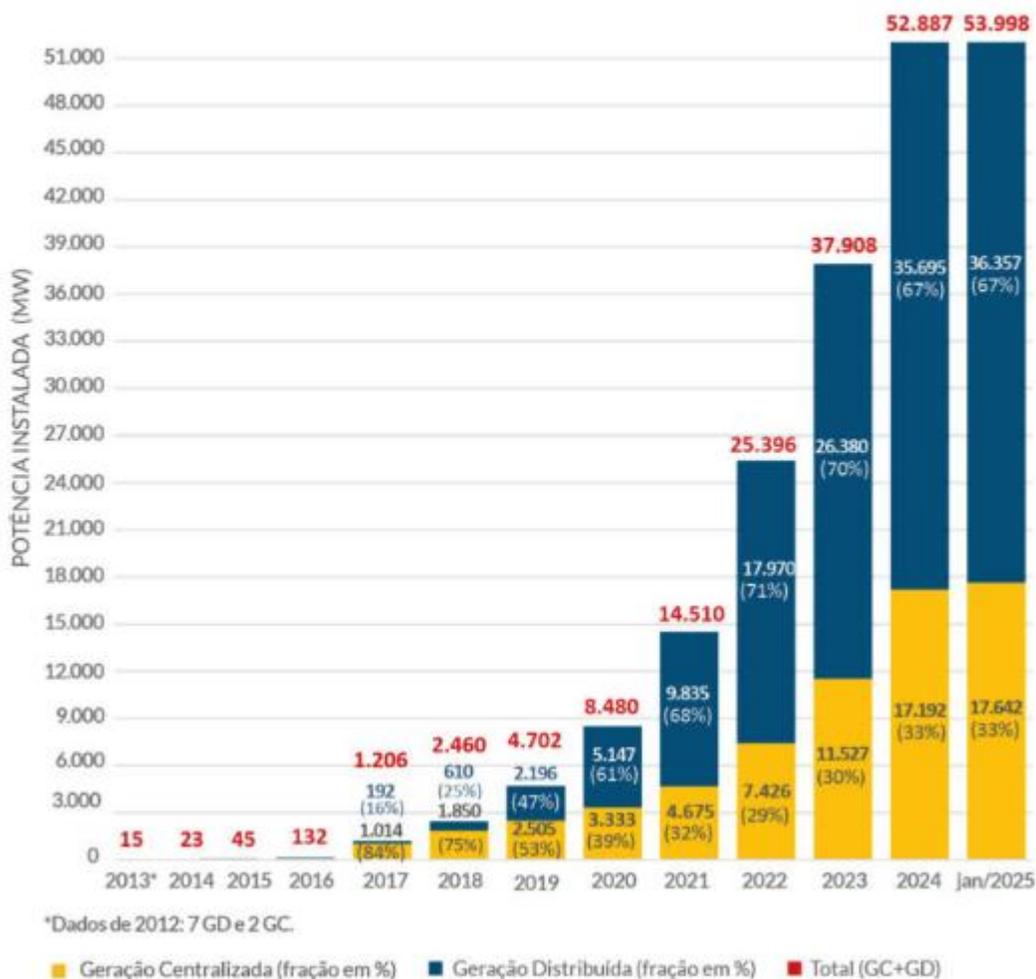
### **2.3.1 Cenário da geração solar fotovoltaica no Brasil**

A quantidade de sistemas fotovoltaicos instalados e conectados à rede elétrica no Brasil passou a crescer de forma mais expressiva depois da publicação da Resolução Normativa no 482/2012 da ANEEL que trouxe a padronização da energia fotovoltaica no sistema elétrico brasileiro (ANEEL, 2012). De forma geral, essa resolução incentivou e apoiou as unidades consumidoras com interesse em suprir seu consumo de energia por meio de sistemas fotovoltaicos atuando em paralelo com a rede elétrica (VILLALVA, 2015). Embora apresente um fator de capacidade baixo, quando comparado a fonte hídrica e eólica, a energia fotovoltaica foi a que mais cresceu no Brasil nos últimos anos, apresentando um aumento de 137% em 2020 em relação a 2019 (CAVALCANTE, 2021). O crescimento exponencial da fonte solar fotovoltaica no Brasil é ilustrado na Figura 35.

Figura 35 - Crescimento exponencial da fonte solar fotovoltaica

## Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil

Fonte: ANEEL/ABSOLAR, 2025.

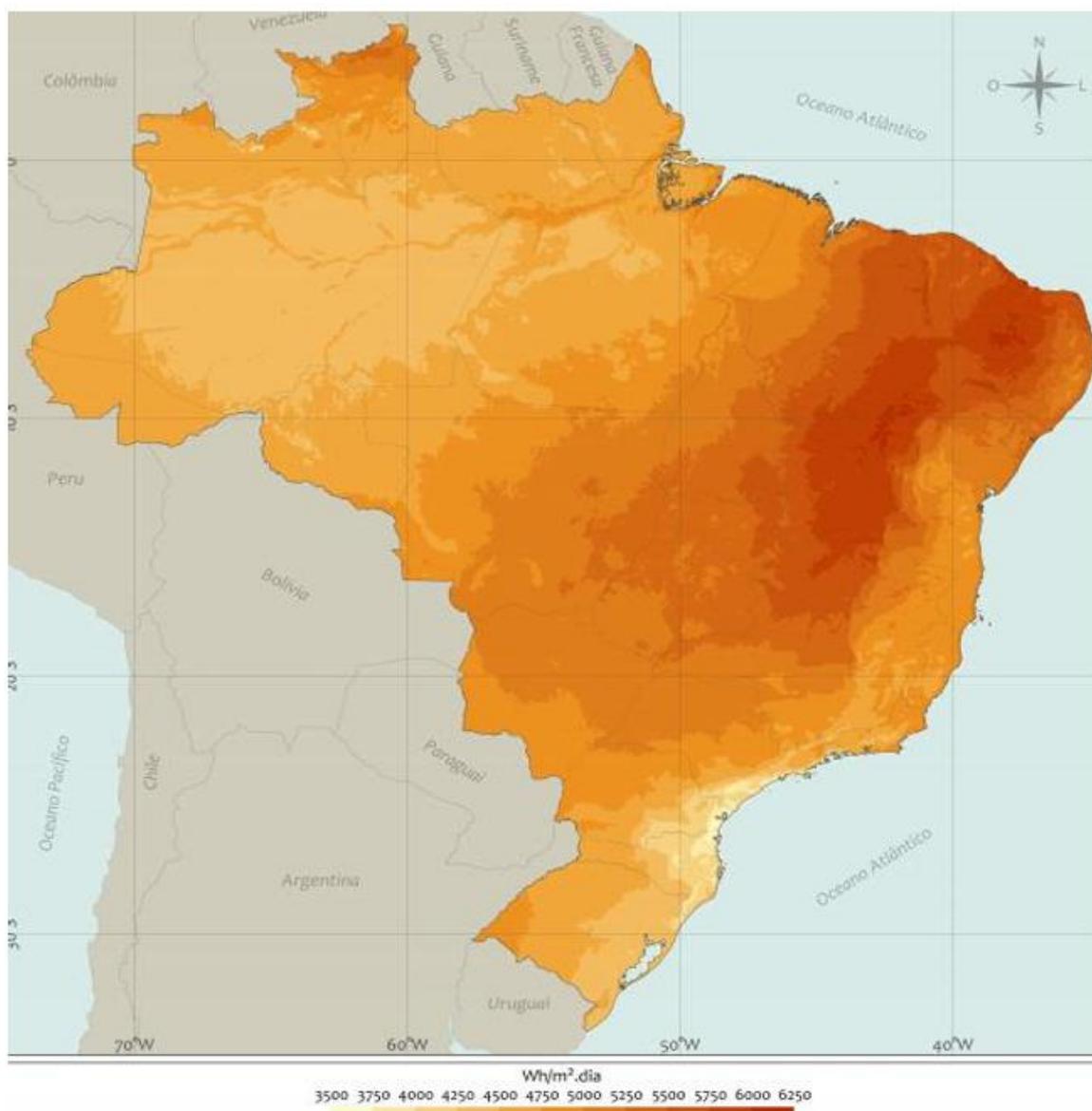


Fonte: ABSOLAR, 2025a.

Os incentivos governamentais concedidos à instalação de placas fotovoltaicas vêm crescendo nos últimos anos e faz com que o Brasil aumente a produção de energia por meio da fonte solar, e em decorrência, diminua a dependência em combustíveis fósseis (GOBBO *et al.*, 2018). Por fim, segundo Cavalcante (2021), esses incentivos, juntamente com a evolução da tecnologia e a massificação do uso, os custos de implantação de um sistema fotovoltaico, por kWp, têm reduzido significativamente, tornando a tecnologia cada vez mais viável economicamente.

No que diz respeito às condições climáticas e irradiação solar, o Brasil possui um território privilegiado por deter um dos melhores recursos solares do planeta, apresentando uma irradiação solar média anual de 5,483 kWh/m<sup>2</sup>. A Figura 36 mostra a irradiação global horizontal diária no Brasil (PEREIRA, 2017).

**Figura 36 - Mapa solar diário no Brasil**



**Fonte:** ATLAS, 2017.

Apesar de ser um país com grande potencial solar, em 2021 o Brasil ainda apresentava pouca participação da energia solar fotovoltaica em sua matriz energética com apenas 1,4% da

matriz composta por energia solar. Há outros países do mundo que lideravam em sistemas fotovoltaicos instalados como é o caso da Alemanha, com irradiação solar média anual de  $1.251 \text{ kWh/m}^2$  ao ano e com 7,2% de participação da energia solar na matriz energética do país (MENDONÇA; TIAGO FILHO, 2021).

No ano de 2022, o Brasil entrou na lista dos dez países com maior potência instalada acumulada de fonte solar fotovoltaica, na oitava posição com 24 GW de potência operacional solar total e, em 2023, a energia solar no Brasil ocupava 11,6% da matriz elétrica (ABSOLAR, 2023). O *ranking* dos 10 países com maior capacidade de geração de energia solar fotovoltaica pode ser visualizado na Tabela 2.

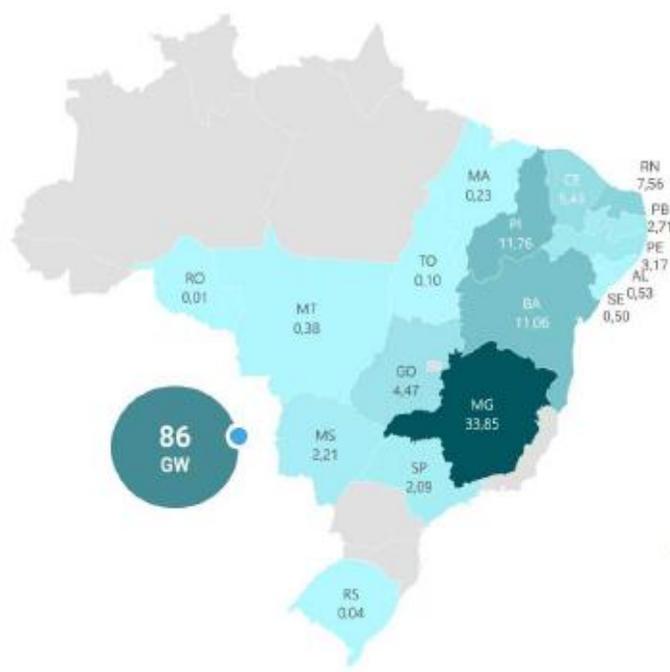
**Tabela 2 - Ranking de 2023 dos países com maior capacidade de geração de energia fotovoltaica**

Posição no <i>ranking</i>	Países	Potência operacional solar (GW)
1°	China	392
2°	Estados Unidos	111
3°	Japão	78,8
4°	Alemanha	66,5
5°	Índia	62,8
6°	Austrália	26,7
7°	Itália	25
8°	Brasil	24
9°	Holanda	22,5
10°	Coréia do Sul	20,9

**Fonte:** Adaptado de ABSOLAR, 2023.

Até fevereiro de 2023, os estados com maior potência instalada foram Minas Gerais com 33,85 GW, em segunda posição Piauí com 11,76 GW e em terceira posição Bahia com 11,06 GW, conform ilustra a Figura 37 que indica a capacidade instalada de fonte solar fotovoltaica por união federativa nos mercados livre e cativo (GREENER, 2023).

**Figura 37 - Capacidade instalada por estado (GW) até fevereiro de 2023**



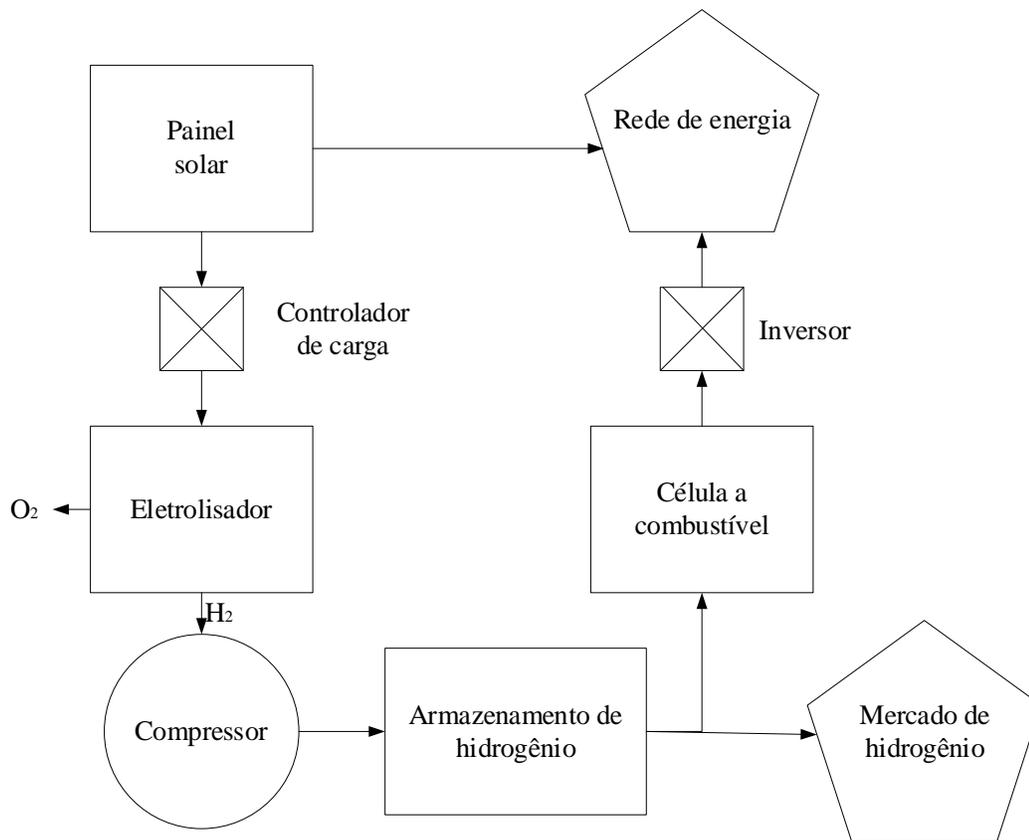
**Fonte:** GREENER, 2023.

De acordo com a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), o Brasil deve adicionar 13,2 gigawatts (GW) de capacidade instalada em 2025, representando um crescimento de 25% em relação à marca atual de 51,5 GW. O avanço do setor está ligado à crescente demanda por energia renovável, incentivos fiscais, regulamentações favoráveis e inovações tecnológicas que proporcionam uma redução dos custos e maior acessibilidade (ABSOLAR, 2025b).

### 2.3.2 Produção de hidrogênio verde por eletrólise utilizando energia solar

A produção de H<sub>2</sub>V por meio da eletólise da água utilizando fonte de energia proveniente do sol é uma das soluções mais promissoras para fornecer energia limpa e sustentável, pois desempenha um papel relevante na estabilização da variabilidade inerente dessa tecnologia e no que diz respeito ao armazenamento, transporte e utilização (ACAR; BESKESE; TEMUR, 2018). Porém, há desafios com relação a integração da eletrólise da água com um sistema solar fotovoltaico devido aos custos relacionados e a variabilidade de saída de energia (KROPOSKI, 2006). Na Figura 38 é mostrado um esquema da produção de H<sub>2</sub>V solar.

**Figura 38 - Esquema de eletrólise a partir da energia solar**



**Fonte:** Adaptado de COSTA, 2023.

Para que seja interessante, a geração de  $H_2$  a partir de geradores fotovoltaicos deve apresentar baixo custo, o mínimo de componentes e baixa manutenção (DJAFOUR *et al*, 2011). Com relação as mudanças na densidade da irradiação solar foram observadas experimentalmente que a intermitência leva à quebra das condições de operação do eletrolisador, e consequentemente reduz a eficiência de transformação da energia solar em energia química do  $H_2$ . Para isso, é sugerido um sistema de variação no número de células de acordo com a variação da irradiação solar (RZAYEVA *et al.*, 2001).

Conforme Dresselhaus (2004), a energia do sol é utilizada por meio de células fotovoltaicas que convertem energia solar em energia elétrica. As células existentes variam de acordo com a sua fabricação. Atualmente, existem as células monocristalinas, silício policristalino e

silício amorfo e possuem eficiências de conversão de energia solar para elétrica de 20%, 15% e 7%, respectivamente (KNOBB, 2013).

De acordo com Rocha (2019), o desempenho de uma célula fotovoltaica é influenciado por uma combinação de fatores internos e externos. Entre os fatores ambientais, destacam-se a temperatura e a intensidade da radiação solar. Já os aspectos relacionados à fabricação, como o tipo de material empregado e a qualidade do processo produtivo, correspondem a influências internas. Variáveis como a orientação do painel, o ângulo de inclinação, a presença de sombras e as condições específicas do local de instalação também exercem impacto direto na eficiência do sistema fotovoltaico.

Já os eletrolisadores tem uma eficiência de até 75%, relação entre a energia livre contida no H<sub>2</sub> e a energia elétrica utilizada. Assim, a eficiência integrada entre energia solar fotovoltaica e eletrólise resulta em um valor em torno de 15% (KNOBB, 2013).

Para a conexão do eletrolisador ao gerador fotovoltaico há duas possibilidades. A primeira é a partir do acoplamento direto que apresenta um grande benefício em simplicidade, custo e pode ser bastante eficiente e a segunda possibilidade é a partir da instalação de um conversor de corrente contínua seguidor do ponto de máxima potência, porém essa alternativa irá requerer uma transferência otimizada de energia para que o gerador fotovoltaico opere no ponto de máxima potência (DJAFOUR *et al.*, 2011).

Nesse caso, em geral, a irradiação e a temperatura influenciam o rendimento do gerador fotovoltaico, enquanto que temperatura do eletrólito, densidade de corrente e potencial de operação da célula eletrolítica influenciam o rendimento do eletrolisador (DJAFOUR *et al.*, 2011).

### 3. METODOLOGIA

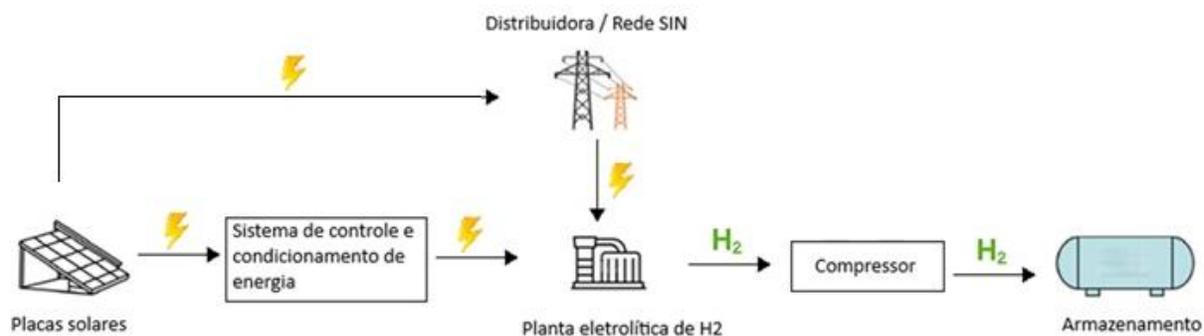
O tópico explica a metodologia utilizada para o dimensionamento do sistema solar fotovoltaico destinado a produção de H<sub>2</sub>V e assim realizar a análise de viabilidade econômica do sistema para que seja concluído o objetivo proposto para esse estudo, para tanto foi desenvolvido um estudo de caso cujas premissas serão abordadas no próximo tópico.

A análise de viabilidade é importante para auxiliar o processo de tomada de decisão dos investidores antes da execução do projeto. Para tanto, é necessário definir os requisitos técnicos e as premissas adotadas para o entendimento do projeto e dos riscos envolvidos. Assim, é possível realizar as correções necessárias e obter um projeto preliminar que deve permitir a estimativa dos custos de construção e manutenção do projeto (FINNERTY, 1999).

As etapas metodológicas para a elaboração do estudo e obtenção dos dados para a análise da viabilidade da produção de H<sub>2</sub> pela eletrólise da água serão apresentadas no tópico a seguir.

#### 3.1 Método para o dimensionamento do sistema e caracterização do estudo de caso

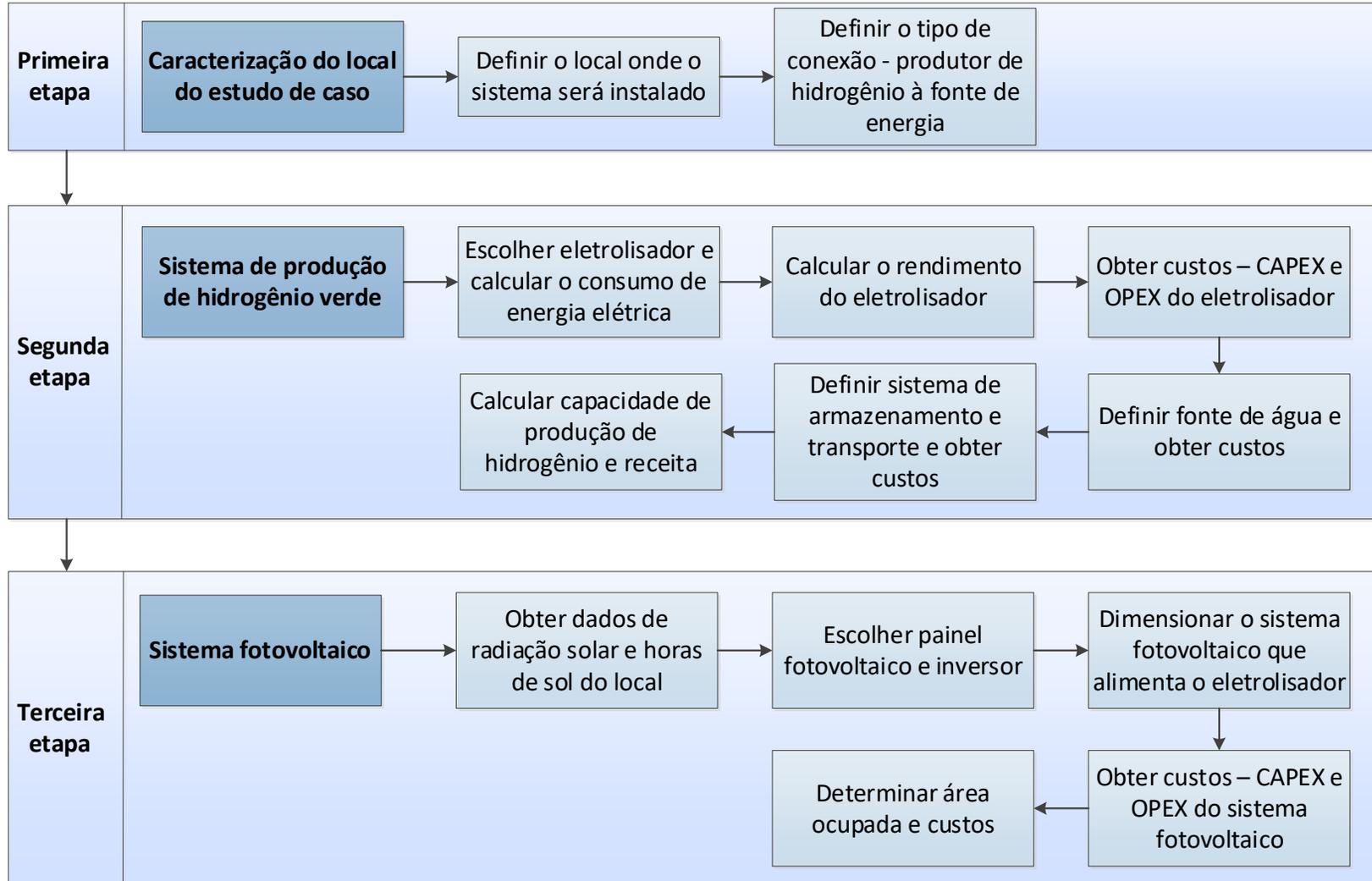
Com o objetivo de verificar a viabilidade econômica da produção de H<sub>2</sub> em território brasileiro para exportação, foi elaborado um estudo de caso da instalação de uma planta solar fotovoltaica que alimentará um eletrolisador para a produção de H<sub>2</sub>V por meio da eletrólise da água. Nesse estudo de caso, o sistema fotovoltaico on-grid será dimensionado com o intuito de alimentar um sistema de produção de H<sub>2</sub>V que estará conectado diretamente ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e possui uma autoprodução de energia de fonte solar que atende aos critérios atualmente considerados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), responsável pela certificação de H<sub>2</sub>V no Brasil. O sistema de produção de H<sub>2</sub> do estudo de caso considerado nesse trabalho se encontra esquematizado na Figura 39.

**Figura 39 - Sistema esquemático proposto para esse estudo de caso**

**Fonte:** Adaptado de DE SOUSA MATIAS, 2022.

Nas etapas que seguem foi definido o cálculo da média do consumo mensal de energia elétrica do sistema de produção de H<sub>2</sub>V e o cálculo do consumo fotovoltaico. Depois foi identificado o local da instalação da planta solar fotovoltaica que vai alimentar a produção de H<sub>2</sub>V. A partir da localização, foram obtidas as informações geográficas do local de estudo para obter a irradiação solar e assim calcular o potencial energético do sistema fotovoltaico. A Figura 40 ilustra o fluxograma da metodologia adotado para o dimensionamento do sistema e caracterização do estudo de caso de um sistema de produção de H<sub>2</sub>V via eletrólise da água com fonte de energia solar cujas premissas adotadas serão apresentadas no tópico seguinte.

**Figura 40 - Fluxograma com as etapas para caracterização do estudo de caso e dimensionamento do sistema**



**Fonte:** Elaboração própria.

### 3.2 Cálculo para o dimensionamento do sistema fotovoltaico

O consumo de energia elétrica diário do sistema de produção de H<sub>2</sub> é considerado com base na potência do eletrolisador para então realizar o dimensionamento da planta solar que irá alimentar o sistema. O cálculo do consumo de energia elétrica mensal do sistema de produção de H<sub>2</sub> é obtido pelo produto da potência consumida para operação do eletrolisador pelo tempo de operação do mesmo. Nesse estudo de caso, será considerado um tempo de operação de 24 horas/dia. A demanda de energia elétrica diária do sistema de produção de H<sub>2</sub> é dada pela Equação (6).

$$\Delta E_{elet.} = P * \Delta t \quad (6)$$

Onde:

$\Delta E_{elet.}$ : Consumo de energia elétrica do sistema [kWh/dia];

P: Potência do eletrolisador [kW];

$\Delta t$ : Tempo de operação do eletrolisador durante o dia [h].

Após calcular a demanda de energia elétrica do sistema de produção de H<sub>2</sub>, obtém-se a Potência necessária do sistema P<sub>cc</sub> - [kWp] necessária para atender a demanda energética do sistema, conforme Equação (7).

$$P_{CC} = \frac{\Delta E_{elet.}}{I * E} \quad (7)$$

Onde:

P<sub>cc</sub>: Potência necessária do sistema [kWp];

I: Irradiação solar média diária do local [kWh/m<sup>2</sup>/dia];

E: Eficiência do sistema solar fotovoltaico [%].

Para realizar o cálculo da quantidade de placas fotovoltaicas a serem instaladas e da área ocupada pela planta solar é necessário obter a potência nominal e a área do módulo escolhido, respectivamente conforme Equação (8) e (9). No caso de obter um resultado com precisão decimal deve-se arredondar a quantidade de módulos para um número inteiro menor que o obtido.

$$Q_{mód} = \frac{P_{CC}}{P_{mód}} \quad (8)$$

Onde:

$Q_{mód}$ : Quantidade de módulos solares;

$P_{mód}$ : Potência nominal do módulo [kWp].

$$A_T = Q_{mód} * A_{mód} \quad (9)$$

Onde:

$A_T$ : Área total [m<sup>2</sup>];

$A_{mód}$ : Área da placa [m<sup>2</sup>] – especificação do fabricante.

### 3.3 Análise de viabilidade econômica

Quando os fluxos de caixa futuros superam o investimento inicial, ou seja, quando o retorno do investimento passa a ser maior que o custo do investimento inicial, considera-se que o projeto é viável (ROSS, WESTERFIELD, JORDAN, 1997).

Nesse estudo de caso foi considerado o investimento com recurso particular apenas para realizar os cálculos de viabilidade e auxiliar a análise de interesses de investimentos na construção de um sistema de produção de H<sub>2</sub>V utilizando energia solar fotovoltaica.

Para isso, foi utilizado os métodos de Tempo de Retorno do Investimento, do Valor Presente Líquido (VPL) e da Taxa Interna de Retorno (TIR). Para realizar os cálculos foram levantados os valores do investimento inicial para a instalação do sistema de produção de H<sub>2</sub>V e do sistema de energia solar fotovoltaica, bem como os custos de manutenção.

#### 3.3.1 Tempo de Retorno do Investimento

O Tempo de Retorno do Investimento ou retorno de investimento é muito utilizado em análises de viabilidade econômica de sistemas elétricos. O Tempo de Retorno do Investimento calcula o prazo de retorno do investimento inicial considerando a economia

anual proporcionada pelo setor, o tempo de vida útil do empreendimento em anos, a taxa de desconto e o fator de recuperação do capital inicial (BHANDARI *et al.*, 2015).

De acordo com Mendonça e Tiago Filho (2021), as duas formas de calcular o Tempo de Retorno do Investimento são denominadas payback simples e payback descontado. O payback simples calcula o retorno do investimento com base na economia que a geração propiciará na fatura de energia. Nesse caso, são considerados o tempo de recuperação do investimento inicial e o lucro obtido durante o período de vida útil da instalação.

### 3.3.2 Valor Presente Líquido (VPL)

De acordo com Bhandari *et al.* (2015), o Valor Presente Líquido (VPL) considera o valor do dinheiro em projeções futuras, somando o capital investido no projeto com seu retorno, e o quanto esse valor estaria projetado em um dado momento no futuro.

Segundo Santos (2001), é realizada uma previsão de todos os fluxos de caixa do projeto para os "n" períodos em que o projeto estará em funcionamento, considerando todos os gastos e retornos nos próximos "n" períodos em questão e descontando a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) para se obter o valor do projeto na data zero onde são somados ao investimento inicial que foi realizado. Valor Presente Líquido (VPL) positivo é critério básico de aceitação da viabilidade econômica do projeto. A Equação (10) representa o cálculo do Valor Presente Líquido (VPL).

$$VPL = \sum_{i=0}^n \frac{FC_i}{(1+r)^i} \quad (10)$$

Onde:

$FC_i$ : Fluxo de Caixa esperado para o período  $i$ ;

$r$ : taxa de desconto;

$i = 0, 1, 2, 3, \dots, n$  (períodos).

### 3.3.3 Taxa Interna de Retorno (TIR)

De acordo com Talavera *et al.* (2010), a Taxa Interna de Retorno (TIR) representa o percentual de recurso que é obtido da aplicação do investimento, sendo a taxa que torna o Valor Presente Líquido (VPL) de um investimento nulo em um dado período. O projeto representa retorno econômico se a Taxa Interna de Retorno (TIR) for maior do que a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), sendo que quanto maior a Taxa Interna de Retorno (TIR) maior será o retorno proporcionado pelo projeto. A Equação (11) indica como é calculado a Taxa Interna de Retorno (TIR).

$$VPL = 0 \rightarrow I_0 = \sum_{i=1}^n \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} \quad (11)$$

Onde:

$I_0$ : é o investimento inicial;

FC: Fluxo de Caixa esperado para o período;

t: é o enésimo período no tempo em que o dinheiro será investido no projeto.

### 3.3.4 Índice de Lucratividade (IL)

De acordo com Assaf Neto e Lima (2016), o índice de lucratividade refere-se ao retorno do investimento para cada unidade monetária investida e é dado pela divisão do valor presente líquido de caixa pelo valor presente dos dispêndios de capital, conforme dado pela Equação (12). O critério de análise de um investimento com base no índice de lucratividade para que um projeto seja aceito como viável é que o resultado seja positivo, sendo que quanto maior o resultado maior será o retorno por unidade monetária investida.

$$IL = \frac{VP \text{ dos benefícios líquidos de caixa}}{VP \text{ dos desembolsos de caixa}} \quad (12)$$

Onde:

VP: é o valor presente.

### 3.3.5 Custo Nivelado de Hidrogênio (LCOH)

De acordo com Ondraczek *et al.* (2015), o Custo Nivelado de Energia (LCOE) tem como objetivo representar o custo por kWh gerado pelo investimento, sendo mais atrativo quanto menor for a tarifa da concessionária em questão. Assim, conforme Branker *et al.* (2011), é possível obter a tarifa mínima de venda de energia que torna economicamente viável a implementação do projeto. Uma das vantagens do cálculo do LCOE é a possibilidade do cálculo de custos de energia e comparação com dados de diversas fontes em outros países, possibilitando a análise da situação de cada região.

O Custo Nivelado de Hidrogênio denominado pela sigla LCOH do inglês *Levelized Cost of green Hydrogen* é um conceito análogo ao LCOE. O LCOH é um método para contabilizar todos os custos operacionais e de capital da produção de H<sub>2</sub>. Ele é dado pela razão entre o investimento total da planta de H<sub>2</sub> e montante de H<sub>2</sub> produzido (CELA, 2023). Conforme explica Fan *et al.* (2022), esse é um indicador eficaz para mensurar a economia e a competitividade de diferentes processos de produção de H<sub>2</sub>. O cálculo do LCOH será obtido pela Equação (13).

$$LCOH = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Q_t}{(1+r)^t}} \quad (13)$$

Onde:

$I_0$ : é o investimento no ano  $t = 0$ ;

$M_t$ : são os gastos de operação e manutenção no ano  $t$ ;

$Q_t$ : é a produção de H<sub>2</sub> em kg no ano  $t$ ;

$r$ : é a taxa de desconto;

$n$ : é a vida útil esperada do sistema de energia.

### 3.4 Balanço energético da produção de hidrogênio por eletrólise

O balanço energético consiste em avaliar a relação entre a energia consumida no processo de eletrólise em comparação com a energia útil armazenada no H<sub>2</sub>. A energia consumida ( $E_{consumida}$ ) durante a eletrólise é determinada pela energia fornecida ao sistema e a energia contida no H<sub>2</sub> produzido ( $E_{útil}$ ) é obtida com base no poder calorífico do H<sub>2</sub> de 33,33 kWh/kg. O balanço energético pode ser calculado pela divisão entre a energia útil contida no H<sub>2</sub> produzido e a energia consumida pelo eletrolisador, conforme Equação (14).

$$\text{Balanço energético} = \frac{E_{útil}}{E_{consumida}} \quad (14)$$

Vale ressaltar que, na prática, o rendimento global do processo de eletrólise depende de vários fatores, como eficiência do eletrolisador, perdas de calor, perdas devido a reações secundárias, entre outros. Portanto, para uma análise mais precisa, seria necessário levar em consideração esses fatores específicos do sistema em questão.

## 4. ESTUDO DE CASO

Para elaborar o estudo de caso, serão considerados as etapas o fluxograma no tópico 3.1 em que a primeira etapa do estudo consiste em definir o local de instalação do sistema de produção de H<sub>2</sub>V. Depois de definido a localização, o sistema de produção de H<sub>2</sub>V é caracterizado na segunda etapa do estudo de caso, que inclui a descrição do eletrolisador escolhido, da fonte de água utilizada para alimentar o eletrolisador e caracterização dos demais sistemas, como o sistema de compressão, armazenamento e transporte, para estimar a capacidade de produção do eletrolisador escolhido, estimar o consumo de eletricidade e água para seu funcionamento, e com isso obter o custo do investimento e custos de operação e manutenção.

A terceira etapa consiste na caracterização e configuração do sistema fotovoltaico que irá alimentar o sistema de produção de H<sub>2</sub>, a descrição dos materiais que compõem o sistema fotovoltaico, as estimativas dos recursos solares da região escolhida, para assim obter o dimensionamento ideal e o cálculo do potencial energético da usina fotovoltaica.

Após obter o dimensionamento do sistema de produção de H<sub>2</sub> e do sistema fotovoltaico, com o objetivo de avaliar a viabilidade econômica da produção de H<sub>2</sub>V no local de estudo, a quarta etapa consiste no cálculo de viabilidade econômica, utilizando os métodos do tempo de retorno do capital, VPL, TIR e LCOH. Para tanto obteve-se os custos de implantação do sistema fotovoltaico e de produção de H<sub>2</sub>, incluindo os custos de manutenção, para estimar o investimento total e obteve-se a receita estimada com a venda do produto final no período de operação do sistema.

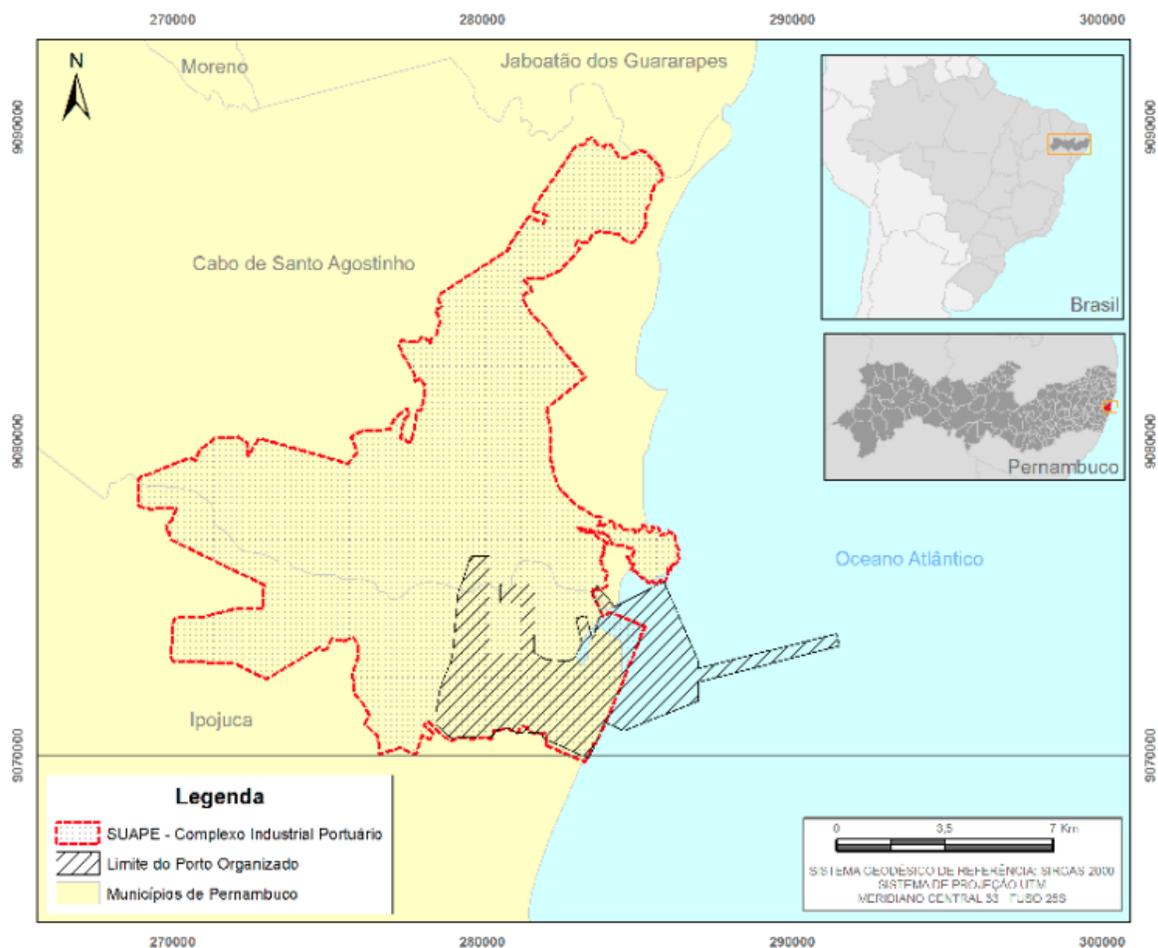
Os cálculos e dados de investimentos, custos e receita serão apresentados no presente tópico deste trabalho, e os resultados e a análise de viabilidade do sistema de produção de H<sub>2</sub>V serão apresentados nos resultados.

### 4.1 Primeira etapa: Caracterização do local do estudo de caso

O estudo de caso que foi desenvolvido nesse trabalho trata da instalação de um sistema fotovoltaico on-grid instalado com o intuito de alimentar um sistema de produção de H<sub>2</sub>V que será destinado à exportação. Nesse caso, o produtor de H<sub>2</sub> estará conectado diretamente ao SIN e possui uma autoprodução de energia de fonte solar que atende aos critérios atualmente considerados pela CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, responsável pela emissão de certificado de H<sub>2</sub>V no Brasil, conforme mencionado no tópico 2.2.4.2 deste trabalho. Portanto, para esse estudo será aplicado o Caso 1.2 (conectado ao SIN com autoprodução de fonte renovável).

Escolheu-se o município de Cabo de Santo Agostinho-PE para o estudo de caso do sistema a ser instalado em um terreno plano a céu aberto e que não possui área de sombreamento. O município de Cabo de Santo Agostinho está localizado no estado de Pernambuco, no Nordeste do Brasil, nas seguintes coordenadas Latitude: 8,301° Sul, Longitude: 34,949° Oeste, e a 29 metros de elevação. O município tem uma população de 203.440 habitantes segundo Censo 2022 do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) e está localizado próximo ao Complexo Industrial Portuário Governador Eraldo Gueiros, também conhecido como Porto de Suapé, conforme mostra a Figura 41. O local escolhido possui taxa de radiação solar média relativamente alta e é bem localizado facilitando o escoamento logístico de cargas.

**Figura 41 - Localização do Porto de Suapé e região de Cabo de Santo Agostinho - PE**



**Fonte:** Porto de Suapé, 2022.

O município de Santo Agostinho faz parte do mercado regional de terras 1 (MRT-1 Metropolitana Rural), porém, como referência de preço das terras da região foi considerado a média de preço mercado regional de terras 2 (MRT-2 Mata Norte). Segundo dados do INCRA/PE (2022), a média geral de preço do MRT-2 foi de R\$ 21.737,39/ha para VTI (valor total de imóveis) e de R\$ 14.764,03/ha para VTN (valor da terra nua). Para a terra nua, o valor do VTN variou de R\$ 13.067,03/ha (Agrícola) a R\$29.350,32/ha (Não Agrícola). Portanto, será considerado o valor de R\$ 13.067,03/ha para aquisição do terreno. A Tabela 3 apresenta os principais dados do local de estudo indicados nesse tópico.

**Tabela 3 - Dados do local do estudo de caso**

Local	Cabo de Santo Agostinho - PE
Coordenadas	8,301° Sul, 34,949° Oeste
Preço do terreno [R\$/ha]	R\$ 13.067,03/ha

#### **4.2 Segunda etapa: Caracterização do sistema de produção de hidrogênio verde**

O sistema de produção de H<sub>2</sub> do estudo de caso é constituído por eletrolisador de eletrólise alcalina de água que produzirá H<sub>2</sub> puro e oxigênio como subproduto da eletrólise da água, o separador de gases que separa O<sub>2</sub> de H<sub>2</sub> que será encaminhado para um sistema de compressão de H<sub>2</sub> que irá armazenar o H<sub>2</sub> produzido de forma segura e uma caixa de controle automático que irá controlar a carga de energia elétrica que irá alimentar o eletrolisador conforme exemplificado na Figura 39.

Com o intuito de estimar o custo da produção de H<sub>2</sub> com base em um eletrolisador existente no mercado, o tópico a seguir define o eletrolisador escolhido para esse estudo de caso, o rendimento do eletrolisador escolhido, a fonte de água utilizada para alimentar o eletrolisador, os sistemas de armazenamento e transporte.

##### **4.2.1 Caracterização do eletrolisador**

Com o objetivo de analisar a viabilidade econômica da produção de H<sub>2</sub>V em Cabo de Santo Agostinho-PE, foi escolhido um eletrolisador alcalino disponível no mercado que será utilizado na primeira fábrica de H<sub>2</sub>V no Brasil em Camaçari-BA como descrito no tópico 2.2.3.2 deste estudo.

O eletrolisador escolhido é o Scalum® 20 MW Unit da Thyssenkrupp Nucera baseado na tecnologia de eletrólise alcalina da água. De acordo com o catálogo do fabricante (THYSSENKRUPP NUCERA, 2023), no Anexo 1, ele combina cerca de 300 células de alta tecnologia em uma unidade modular com um sistema que consome uma potência de 20 MW e produzem 4000m<sup>3</sup> de H<sub>2</sub> por hora (4000Nm<sup>3</sup>/h). A faixa de operação do eletrolisador é de

10 a 100% da potência e limite de 69kV de entrada direta. A vida útil do eletrolisador é de 20 anos.

Ainda de acordo com o fabricante é um equipamento seguro, facilmente transportado, de fácil instalação, tem baixo consumo de energia, é adequado para a conexão com fontes renováveis e para a produção em massa na escala de gigawatts. Além disso, os módulos podem ser facilmente interconectados, caso haja a necessidade de ampliação da planta de produção de H<sub>2</sub>. Os dados técnicos são apresentados na Tabela 4.

**Tabela 4 - Dados gerais do eletrolisador**

Eletrolisador	Scalum® 20 MW Unit
Potência (MW)	20
Capacidade de H <sub>2</sub> (Nm <sup>3</sup> /h)	4000
Consumo de água (L/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub> )	<1
Faixa de operação (%)	10-100
Pureza do H <sub>2</sub> na saída (%)	>99,9
Temperatura máxima de operação (°C)	90
Vida útil (anos)	20

**Fonte:** Adaptado de DE SOUSA MATIAS *et al.* 2022.

#### 4.2.2 Cálculo do rendimento do eletrolisador

A eficiência energética da eletrólise representa a razão entre a energia contida no H<sub>2</sub> que foi produzido pelo processo de eletrólise e o consumo energético para a separação da água consumida nesse processo (DE PINHO, 2017). Com os dados técnicos do eletrolisador, é possível encontrar o seu rendimento de modo a calcular as perdas envolvidas no processo de produção de H<sub>2</sub>V. Para esse estudo de caso será considerado a aquisição de apenas um módulo de potência média de 20 MW. Assim, em uma hora a energia total fornecida ao eletrolisador em Joules será 72 GJ conforme indica Equação (15).

$$20 * 10^6 \left[ \frac{J}{s} \right] 3600 [s] = 72 [GJ] \quad (15)$$

A oxidação de cada grama de H<sub>2</sub> gera 121 kJ. Assim, de acordo com o tópico 2.1, 1 kg de H<sub>2</sub> ocupa um espaço de 11 m<sup>3</sup> em CNTP. Como o eletrolisador escolhido produz 4000m<sup>3</sup> de H<sub>2</sub> por hora (4000Nm<sup>3</sup>/h) que equivale a 364 kg. Assim, a queima de 364 kg de H<sub>2</sub> gera uma energia de 44,044 GJ conforme indica a Equação (16).

$$121 * 10^3 \left[ \frac{J}{g} \right] * 364 * 10^3 [g] = 44,044 [GJ] \quad (16)$$

Assim, é possível obter o rendimento do eletrolisador escolhido para analisar os custos de produção que nesse estudo de caso irá considerar apenas o custo de alimentação do eletrolisador e o valor de mercado do H<sub>2</sub>V para exportação. Considerando que as perdas em relação aos componentes que o eletrolisador escolhido possui já estão inclusas, o rendimento do eletrolisador para converter energia elétrica em energia química para a produção de H<sub>2</sub>V é demonstrado na Equação (17):

$$\eta = \frac{44,044 [GJ]}{72 [GJ]} = 61,17 \% \quad (17)$$

#### 4.2.3 Estimativa dos custos de investimento e operação do eletrolisador

O valor total de investimento, ou seja, o Capex (Capital Expenditure), conforme estabelecido pelo fornecedor Tenkrupp Nucera, é de US\$ 1 Milhão/MW, sendo que esse valor inclui o eletrolisador, a infraestrutura da rede elétrica que considera os transformadores, retificadores, barramentos, e as infraestrutura para as utilidades como a água demineralizada, água de resfriamento, sistema de compressão de H<sub>2</sub>, obras civis e instalação. Como o eletrolisador escolhido apresenta um sistema que consome uma potência de 20 MW, o montante total para a instalação do eletrolisador será de US\$ 20 Milhões.

Com relação à operação e manutenção, ou seja, o valor de Opex (Operational Expenditure) para o eletrolisador é estabelecido em um valor de 2% do valor do Capex ao ano, de acordo com o fabricante Thyssenkrupp Nucera, que equivale, portanto a US\$ 0,4 Milhões/ano. Esse valor considera custos de mão-de-obra de operação e manutenção, peças de reposição e o revestimento dos eletrodos a cada 7-8 anos para assegurar o desempenho do equipamento.

Não estão incluídos nesse montante os custos de energia elétrica, água e demais utilizadas de operação do eletrolisador. Os valores de Capex e Opex do eletrolisador estão compilados na Tabela 5.

Após a implementação dos equipamentos, eles sofrerão depreciação ao longo da vida útil do projeto, principalmente nos primeiros anos de funcionamento do eletrolisador, nesse caso será considerado uma taxa de 5% de depreciação aplicada aos Capex relacionado ao eletrolisador.

**Tabela 5 - Capex e Opex do eletrolisador Scalum® 20 MW Unit**

Capex do eletrolisador (US\$)	20 Milhões
Opex do eletrolisador (US\$/ano)	0,4 Milhões

#### **4.2.4 Caracterização e estimativa dos custos da fonte de água**

Tendo em vista que o local de estudo se encontra próximo ao litoral Atlântico, a água utilizada para alimentar o eletrolisador nesse estudo de caso não será proveniente do mar, pois possui elevada concentração de sais e o processo de dessalinização da água do mar elevaria os custos envolvidos no processo.

Nesse caso, a fonte de água para abastecimento do sistema será proveniente do rio Gurjaú que é o principal rio que abastece o município de Cabo de Santo Agostinho. O rio Gurjaú está inserido na bacia hidrográfica do Rio Pirapama. A Agência Pernambucana de Águas e Clima (APAC) sob regulamentação da Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA) é a agência responsável pela cobrança pelo uso de recursos hídricos em Pernambuco.

O preço unitário cobrado pela disponibilidade e consumo do m<sup>3</sup> de água no estado de Pernambuco determinado APAC, é dado pela Tabela 6. Segundo dados do fabricante apresentados na Tabela 4, o eletrolisador consome 4 m<sup>3</sup> por hora de água, assim, o preço total cobrado pelo uso da água será R\$ 0,510 por hora, que em 20 anos corresponderia a R\$ 357.408,00. Por se tratar de um valor que apresenta impacto pouco relevante, ele não será considerado na análise de viabilidade econômica do sistema. Quanto ao custo da água que envolve os custos para o tratamento da água, purificação, transporte e armazenamento, está sendo considerado no Capex do eletrolisador apresentado no tópico anterior que inclui o processo de tratamento da água, conforme apresentado no tópico 2.2.1.

**Tabela 6 - Tarifa de cobrança pelo uso da água no estado de Pernambuco**

Tarifa de disponibilidade	R\$ 0,302/m <sup>3</sup>
Tarifa de consumo	R\$ 0,208/m <sup>3</sup>

**Fonte:** APAC, 2024.

#### 4.2.5 Capacidade de produção de hidrogênio do sistema e cálculo da receita

O eletrolisador tem uma capacidade de produção de 364 kg de H<sub>2</sub> por hora, portanto a capacidade de produção no primeiro ano de operação do eletrolisador é 3185,45 toneladas. Considerando o preço de venda do H<sub>2</sub> de US\$ 4,91/kg (PV MAGAZINE BRASIL, 2023), com base no primeiro leilão de H<sub>2</sub>V lançado pela União Europeia em 2023 apoiado pela apoiado pelo *European Hydrogen Bank*, a receita obtida no primeiro ano de funcionamento do sistema de produção de H<sub>2</sub>V seria US\$ 15.640.581,82. O preço de venda do H<sub>2</sub> será constante para avaliar os indicadores financeiros e não será considerado, nesse estudo de caso, a receita da comercialização do oxigênio (O<sub>2</sub>) gerado como subproduto do processo de eletrólise da água para produção de H<sub>2</sub>.

#### 4.2.6 Caracterização e estimativa dos custos do sistema de armazenamento e transporte

O desafio após a produção do H<sub>2</sub> se aplica ao seu armazenamento e transporte, como descrito no tópico 2.1.4 desse estudo. Nesse caso, o H<sub>2</sub>V produzido será transportado majoritariamente por via marítima, facilitado pela localização estratégica da planta situada próxima ao Porto de Suapé.

Para facilitar o transporte transoceânico e cumprir com o objetivo de exportação, o H<sub>2</sub> será armazenado na forma de amônia por se tratar do método mais difundido e menos dispendioso existente para o modal marítimo até o momento. Nesse caso, o custo de conversão e movimentação de H<sub>2</sub> de 1.500 km por modal marítimo na forma de amônia tem o custo de US\$ 1,2/kg H<sub>2</sub>, conforme descrito no tópico 2.1.4.4. Portanto, como o eletrolisador escolhido

produz 364 kg de H<sub>2</sub> por hora, o custo total de conversão em amônia e transporte a ser considerado será US\$ 3.822.545,45 no ano.

### **4.3 Terceira etapa: Caracterização do sistema fotovoltaico**

Nesse estudo de caso, o produtor de H<sub>2</sub> estará conectado diretamente ao SIN e possui uma autoprodução de energia de fonte solar. Como mencionado no tópico 2.2.4, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) responsável pela emissão de certificado de H<sub>2</sub>V no Brasil permite o uso da energia da rede.

Também é importante ressaltar que a central geradora de energia fotovoltaica desse estudo de caso apresentará uma potência superior a 5MW não atendendo ao previsto na Lei N° 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022 que estabelece um limite de potência de 5 MW para minigeração distribuída. Assim, a usina solar projetada para esse estudo de caso irá ultrapassar a potência limite para que seja capaz de suprir o sistema de produção de H<sub>2</sub>. Nesse caso, para que a usina fotovoltaica seja devidamente regulamentada será necessário obter da ANEEL a outorga de autorização, conforme RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL N° 1.071, DE 29 DE AGOSTO DE 2023.

Nos tópicos que seguem serão apresentados os dados de radiação solar do município de Cabo do Santo Agostinho, os dados do módulo solar escolhido, o cálculo do potencial energético do sistema solar, dimensionamento da usina e custos de investimento para a instalação, operação e manutenção da usina.

#### **4.3.1 Dados de Radiação Solar**

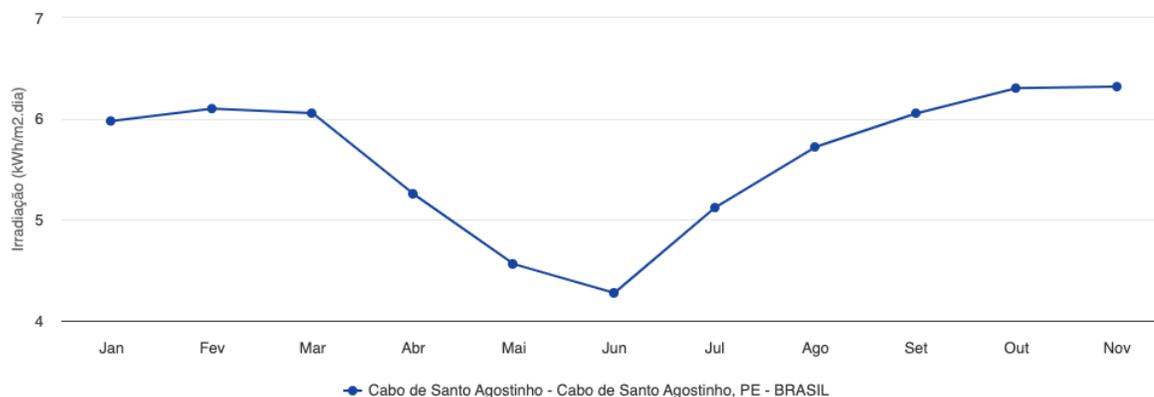
Os valores da irradiação solar [kWh/dia.m<sup>2</sup>] do local foram obtidos com base no sistema de dados SunData da CRESESB (Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sergio de Salvo Brito). A potência de irradiação solar em Cabo do Santo Agostinho, como ilustra a Figura 42, varia ao longo do ano, com uma média de irradiação solar diária alta entre os meses de agosto a março, e uma queda nos meses de abril a julho, sendo a média mínima de 4,27 kWh/m<sup>2</sup>.dia no mês de junho, conforme indica Tabela 7.

Tabela 7 - Irradiação solar media segundo dados do CRESESB

Irradiação solar média [kWh/m <sup>2</sup> . dia]													
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média Delta	
5,98	6,10	6,06	5,26	4,56	4,27	4,35	5,12	5,72	6,05	6,31	6,32	5,51	2,04

Fonte: CRESESB, 2025.

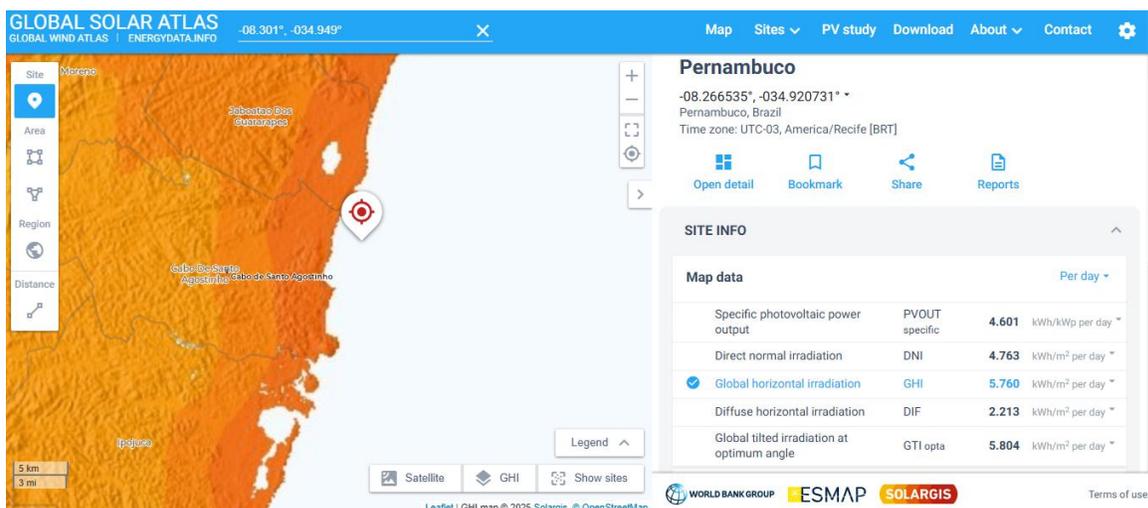
Figura 42 - Irradiação solar no plano horizontal



Fonte: CRESESB, 2025.

A média de irradiação solar indicada pelo Global Solar Atlas para a localidade de Cabo de Santo Agostinho é de 5,76 KWh/m<sup>2</sup>.dia, como mostra Figura 43.

Figura 43 - Irradiação solar segundo dados do GLOBAL SOLAR ATLAS



Fonte: GLOBAL SOLAR ATLAS, 2025.

Considerando o software PVsyst versão 8.0.6, a média da irradiação solar para o local considerado é de 5,69 kWh/m<sup>2</sup>.dia, conforme Tabela 8. Para esse estudo de caso será considerado o valor com base no software PVsyst por considerar uma base de dados meteorológicos mais detalhados (como Meteonorm, NASA, TMY). Os dados meteorológicos detalhados obtidos com o Meteonorm 8.2 se encontram no Anexo 3.

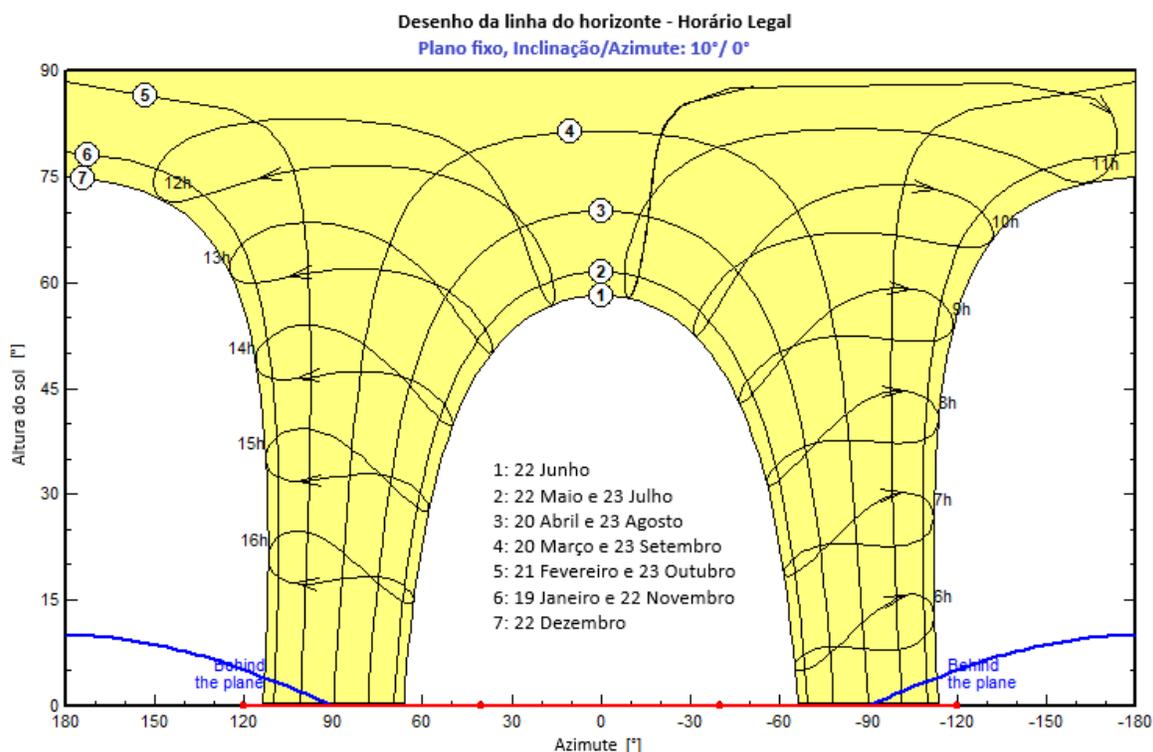
**Tabela 8 - Irradiação solar media segundo dados do PVsyst**

<b>Irradiação solar média [kWh/m<sup>2</sup>. dia]</b>													
<b>Jan</b>	<b>Fev</b>	<b>Mar</b>	<b>Abr</b>	<b>Mai</b>	<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Ago</b>	<b>Set</b>	<b>Out</b>	<b>Nov</b>	<b>Dez</b>	<b>Média</b>	<b>Delta</b>
6,30	6,40	5,92	5,32	4,75	4,53	4,50	5,32	5,87	6,28	6,71	6,42	5,69	2,37

**Fonte:** PVsyst versão 8.0.6, 2025.

A variação de intensidade de irradiação ao longo das horas em cada mês do ano é mostrada na Figura 44. Ela indica que Cabo de Santo Agostinho tem ótimas condições para energia solar devido à altura solar elevada e longas horas de sol durante o ano. Em locais próximos a linha de Equador, como é o caso de Cabo do Santo Agostinho, a melhor inclinação dos painéis deve ser levemente inclinada para o norte verdadeiro para a máxima captação de energia. Para esse estudo de caso, será considerado uma inclinação de 10,0° e a área de instalação dos módulos solares será considerada como uma área livre de sombreamento. As linhas que cortam o trajeto solar representado em amarelo correspondem as posições do sol em diferentes horários do dia. Conforme representado na Figura 44, para esse estudo de caso será considerado o horário de geração de 10 horas da usina solar, no período de 6 às 16 horas.

**Figura 44 - Diagrama solar em Cabo de Santo Agostinho**



Fonte: PVsyst versão 8.0.6, 2025.

### 4.3.2 Escolha do painel solar fotovoltaico e do inversor

Nesse estudo de caso os painéis solares serão fixados em uma estrutura montada no solo em um ângulo fixo voltados ao norte verdadeiro para obter exposição máxima ao sol. Considera-se que a instalação das placas será realizada em uma área plana e aberta, sem sombreamento, e que a área disponível do terreno suportará o número de módulos fotovoltaicos a ser instalado para suprir o eletrolisador.

O painel escolhido é o Bifacial dual glass módulo monocristalino da CSI Solar Co., Ltd. de nome técnico TOPBiHiKu7 - N-type Bifacial TOPCon Technology 675W ~705W cujas especificações técnicas mecânicas e elétricas do módulo fotovoltaico estão listados no Anexo 2. O modelo também está disponível no software PVsyst 8.0.6 para simulação conforme Anexo 4. O módulo solar escolhido tem potência nominal máxima de 695 Wp e a área total de um módulo são 3,106352 m<sup>2</sup>.

O inversor escolhido é do fabricante Canadian Solar Inc., modelo CS-125KTL-GI-E com potência nominal de 125 kW. O modelo encontra-se disponível no software PVsyst 8.0.6 para simulação conforme Anexo 5.

#### 4.3.3 Estimativa do potencial energético e dimensionamento do sistema fotovoltaico

Nesse estudo de caso, o eletrolisador escolhido, Scalum® 20 MW Unit da Thyssenkrupp Nucera, irá operar 24 horas por dia. O sistema será alimentado por uma usina solar on-grid que irá gerar energia no período de operação considerado da usina solar, das 6 às 16 horas, que será revertido em forma de crédito de energia. Portanto, o produtor de H<sub>2</sub> estará conectado diretamente ao SIN e tem uma autoprodução de energia de fonte solar e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) irá realizar uma verificação periódica para garantir a certificação do H<sub>2</sub>V produzido, conforme citado no tópico 2.2.4 deste estudo. Sendo assim, conforme Equação (18), o eletrolisador de potência de 20 MW irá consumir um total de 480 MWh/dia de energia elétrica para o seu funcionamento.

$$\Delta E_{elet.} = P * \Delta t = 20 [MW] * 24 [h] = 480 \left[ \frac{MWh}{dia} \right] \quad (18)$$

Portanto, o eletrolisador consumirá um total de 480.000 kWh/dia. A média da irradiação solar diária para o local considerado é de 5,69 kWh/m<sup>2</sup>.dia, estimando que cada 1 kWp instalado no local gera cerca de 5,69 kWh por dia, a potência fotovoltaica total necessária da usina solar fotovoltaica para alimentar o sistema de produção de H<sub>2</sub>V corresponde a 84.359 kWp, conforme Equação (19).

$$\Delta P_{inst.} = \frac{480.000 \left[ \frac{kWh}{dia} \right]}{5,69 \left[ \frac{kWh}{m^2} \cdot dia \right]} = 84.359 [kWp] \quad (19)$$

No geral, os sistemas fotovoltaicos apresentam perdas devido a temperatura, sujeira, eficiência dos inversores. O software PVsyst versão 8.0.6 PVsyst supõe uma eficiência do conjunto de 20%, valor considerado razoável para os módulos fotovoltaicos atuais, conforme

descrito no t3pico 2.3.2 para m3dulo monocristalino. Com isso, a pot3ncia fotovoltaica total necess3ria da usina solar fotovoltaica ser3 105.449 kWp. Cada m3dulo tem uma pot3ncia de 695 Wp e cada inversor de 125 kW, portanto ser3o necess3rios 151.725 m3dulos solares e 843 inversores, conforme Equa33es (20) e (21) respectivamente.

$$\Delta Q_{m3d.} = \frac{105.449.000[Wp]}{695[Wp]} = 151.725 [m3dulos] \quad (20)$$

$$\Delta Q_{inv.} = \frac{105.449[kWp]}{125[kW]} = 843 [inversores] \quad (21)$$

Portanto, ser3 necess3rio um total de 151.725 m3dulos solares para suprir a demanda do eletrolisador escolhido nesse estudo de caso, que ocupam uma 3rea de no m3nimo 471.311 m<sup>2</sup> ou 47 ha. Os resultados obtidos pelo software PVsyst est3o dispon3veis no Anexo 6.

#### 4.3.4 Estimativa dos custos de investimento e opera33o do sistema fotovoltaico

Ser3 considerado uma vida 3til de 20 anos para a usina solar, que 3 correspondente a vida 3til do eletrolisador. Com rela33o ao investimento para a montagem da usina solar, sera considerado o Capex (Capital Expenditure) de uma usina solar estimado na faixa de valor de R\$ 2.800/kW a R\$ 4.500/kW, conforme observado na Tabela 9 estabelecido pela Empresa de Pesquisa Energ3tica (EPE), resultando em uma m3dia de R\$ 3.650/kW.

Com rela33o aos custos to opera33o e manuten33o da usina solar, ou seja, o Opex (Operational Expenditure) ser3 considerado um valor estimado de R\$ 50/kW.ano segundo a EPE (Empresa de Pesquisa Energ3tica). Assim, os valores totais de Capex e Opex da usina solar para esse estudo de caso ser3o US\$ 67.524.279,61 e US\$ 924.990,13/ano, respectivamente, considerando o valor do c3mbio do D3lar de R\$ 5,70 conforme dados do Banco Central do Brasil da data de 19 de fevereiro de 2025 (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2025).

**Tabela 9 - CAPEX e OPEX para diferentes fontes de energia**

Fontes	CAPEX (R\$/kW)		O&M (R\$/kW.ano)
	Mínimo	Máximo	
Biogás	7500	23000	500
Biomassa	3000	8000	90
Carvão	8000	13500	160
Eólica (onshore)	3800	5500	90
Eólica (offshore)	9800	18600	490
Fotovoltaica	2800	4500	50
Fotovoltaica flutuante	3500	5625	65
Gás natural (ciclo simples)	2900	4700	80
Gas natural (ciclo combinado)	3600	6100	80
Nuclear	22000	29400	490
PCH	6000	11000	90

**Fonte:** Adaptado de EPE, 2021a.

#### 4.3.5 Custo de aquisição do terreno

Com base no dimensionamento do parque solar, a área ocupada será de no mínimo 77,6588 ha sem considerar o espaçamento entre os módulos e o tipo de instalação dos módulos. A média geral de preço do hectare para terra nua de tipologia agrícola segundo INCRA/PE da localidade onde se encontra o município de Cabo de Santo Agostinho é R\$ 13.067,03/ha. Assim o custo de aquisição do terreno será de no mínimo R\$ 615.863,83. Considerando o valor do câmbio do Dólar de R\$ 5,70 conforme dados do Banco Central do Brasil da data de 19 de fevereiro de 2025 (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2025), o custo do terreno será US\$ 108.046,29.

## **5. RESULTADOS**

Como resultados foram obtidos os valores dos indicadores econômicos e do fluxo de caixa do empreendimento durante a vida útil de 20 anos determinada pela vida útil do eletrolisador escolhido para esse estudo. No cálculo dos indicadores foi obtido o tempo de retorno do investimento, Valor Presente Líquido, Taxa Interna de Retorno, Índice de Lucratividade representando o retorno por unidade monetária investida e o menor preço do H<sub>2</sub>V que torna o projeto viável a partir de uma análise de cenários seguindo uma abordagem determinística, ou seja, em que todas as variáveis apresentam um comportamento determinado.

Para esse estudo, a análise de cenários oferece uma visão sobre as variáveis que impactam a viabilidade econômica do projeto, como variação dos custos ao decorrer dos anos, incentivos fiscais e demanda flutuante. Com a apresentação dos cenários base, pessimista e otimista é possível avaliar riscos e oportunidades, orientando os investidores sobre os retornos em potencial para diferentes situações. Essa abordagem confere maior aplicabilidade prática aos resultados, tornando-os mais abrangentes. Por fim, também será apresentado o balanço energético do H<sub>2</sub>V obtido pelo projeto proposto nesse estudo de caso.

### **5.1 Apresentação dos resultados de dimensionamento da usina de produção de hidrogênio verde**

A Tabela 10 apresenta os resultados anuais da produção de H<sub>2</sub>V obtido pela usina proposta nesse estudo de caso bem como o preço de venda do kg do H<sub>2</sub>V para obter a receita inicial de venda no preço estimado para exportação conforme descrito no tópico 4.2.5, os custos de Capex, Opex, taxa de depreciação e custos de conversão, armazenamento e transporte sob a forma de amônia conforme descritos nos tópicos 4.2.3 e 4.2.6 respectivamente.

**Tabela 10 - Resultados do dimensionamento da usina de produção de hidrogênio verde**

Produção anual (kg/ano)	3.185.455
Preço do H <sub>2</sub> V (US\$/kg)	US\$ 4,91
Receita inicial	US\$ 15.640.581,82
Capex (US\$)	US\$ 20.000.000,00
Opex (US\$ - custo fixo ao ano)	US\$ 400.000,00
Armazenamento e transporte (US\$ - custo fixo ao ano)	US\$ 3.822.545,45
Depreciação (%)	5%

A Tabela 11 apresenta os custos do sistema fotovoltaico que irá alimentar o eletrolisador conforme dados apresentados no tópico 4.3.4 e o custo de aquisição do terreno também foi considerado para analisar a viabilidade econômica do projeto obtido com base nos dados apresentados no tópico 4.3.5.

**Tabela 11 - Resultados do dimensionamento da usina fotovoltaica solar e custo de aquisição do terreno**

Capex (US\$)	US\$ 67.524.279,61
Opex (US\$ - custo fixo ao ano)	US\$ 924.990,13
Custo de aquisição do terreno (US\$)	US\$ 108.046,29

A partir dos resultados apresentados nas Tabelas 10 e 11, foi possível obter os indicadores de viabilidade econômica que serão apresentados nos tópicos a seguir por meio de uma análise de cenários partindo de um cenário padrão. Os valores de TIR e VPL de cada período estão disponíveis no Anexo 8.

## **5.2 Apresentação dos indicadores econômicos por cenários**

Os cenários foram definidos a partir de um cenário padrão também denominado cenário base, obtido com os valores previstos de mercado. Dessa forma, foram considerados dados tanto abaixo quanto acima da referência, com o objetivo de abordar, respectivamente, o cenário mais desfavorável (cenário pessimista) e o cenário mais favorável (cenário otimista).

Para analisar os cenários foi considerada a variação do preço de venda do H<sub>2</sub>. Com isso é possível obter os valores de receita anual para obter o fluxo de caixa e os indicadores financeiros em cada cenário. Também foi considerada uma taxa de desconto de 8% ao ano e a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) com base na taxa de juros básica da economia em 13,25% ao ano, valor fixado pelo Copom (Comitê de Política Monetária) do Banco Central em 29 de janeiro de 2025 (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2025).

### **5.2.1 Cenário base**

Para a avaliação do cenário base foram considerados as condições de mercado e operacionais mais prováveis, com a receita esperada para os próximos anos. O preço de venda do H<sub>2</sub> considerado para esse cenário é US\$ 4,91/kg com base nos critérios apresentados no tópico 4.2.5, considerando uma taxa de crescimento constante que mantém o preço de venda do H<sub>2</sub> sem alterar o valor da receita anual.

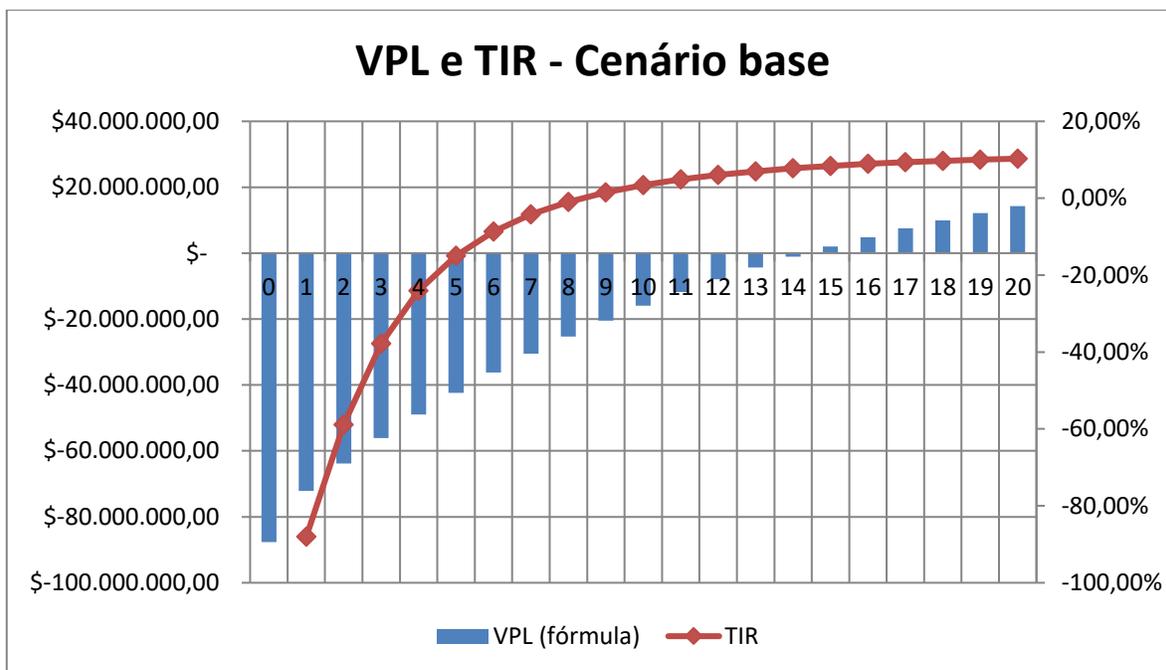
Os indicadores econômicos obtidos na análise do cenário base são apresentados na Tabela 12. O valor obtido para o VPL é positivo, porém a TIR é menor do que a taxa mínima de atratividade considerada no período do investimento, portanto, considerando o cenário base, o projeto não é viável. O retorno por unidade monetária investida nesse cenário é US\$ 1,18 e o menor preço de venda do H<sub>2</sub> nesse cenário que torna o projeto viável é US\$ 4,42, valor considerado elevado visto que a expectativa é que o H<sub>2</sub>V seja comercializado em um valor na faixa de US\$ 1,40 a US\$ 2,30 o kg até 2030 conforme tópico 2.2.

**Tabela 12 - Indicadores econômicos do cenário base**

Soma VPs (1 ao 20)	US\$ 103.022.274,66
Valor Presente Líquido (VPL)	US\$ 14.249.952,56
Taxa Interna de Retorno (TIR)	10,28%
Índice de Lucratividade (IL)	US\$ 1,18
Tempo de Payback (anos)	15
Menor preço venda do kg do H <sub>2</sub> V	US\$ 4,42

Nas Figuras 45, 46 e 47 é possível visualizar o alto investimento inicial, a soma de todos os saldos de fluxos de caixa ao longo dos anos trazidos para a data atual por meio do VPL e o valor percentual desse retorno por meio da TIR ao longo dos vinte anos. Considerando o cenário base, conforme na Figura 45, o retorno do investimento é obtido em 15 anos quando o VPL passa a apresentar um valor positivo de US\$ 2.020.999,72 com uma TIR correspondente de 8,41% no mesmo período, encerrando com um valor de US\$ 14.249.952,56 e 10,28% do VPL e TIR, respectivamente no ano 20. Assim, considerando o cenário base o projeto seria sustentável a longo prazo em um cenário econômico mais favorável, com a redução da taxa de juros básica da economia, o que contribuiria para a diminuição do custo de financiamento e melhoria dos indicadores de viabilidade econômica.

Figura 45 - VPL e TIR do cenário base



**Fonte:** Elaboração própria.

### 5.2.2 Cenário pessimista

Na análise do cenário pessimista foi considerada uma taxa de crescimento do preço de venda do H<sub>2</sub> de -1% ao ano. O cenário pessimista considera que o preço de venda do H<sub>2</sub>V irá desvalorizar a uma taxa de 1% ao longo dos anos devido a condições de mercado desfavoráveis como demanda limitada, crises econômicas, políticas ou sanitária, risco cambial, barreiras comerciais e regulatórias, entre outros fatores que reduziriam a demanda pelo H<sub>2</sub> em um cenário de maior instabilidade, causando o aumento dos custos de produção e redução do lucro.

Os indicadores econômicos obtidos na análise do cenário pessimista são apresentados na Tabela 13. O valor obtido para o VPL permanece positivo e a TIR é menor do que a taxa mínima de atratividade considerada no período do investimento. Portanto, no cenário pessimista, o projeto ainda é considerado inviável. O retorno por unidade monetária investida

nesse cenário é US\$ 1,06 e o menor preço de venda do H<sub>2</sub> nesse cenário que torna o projeto viável é US\$ 4,73.

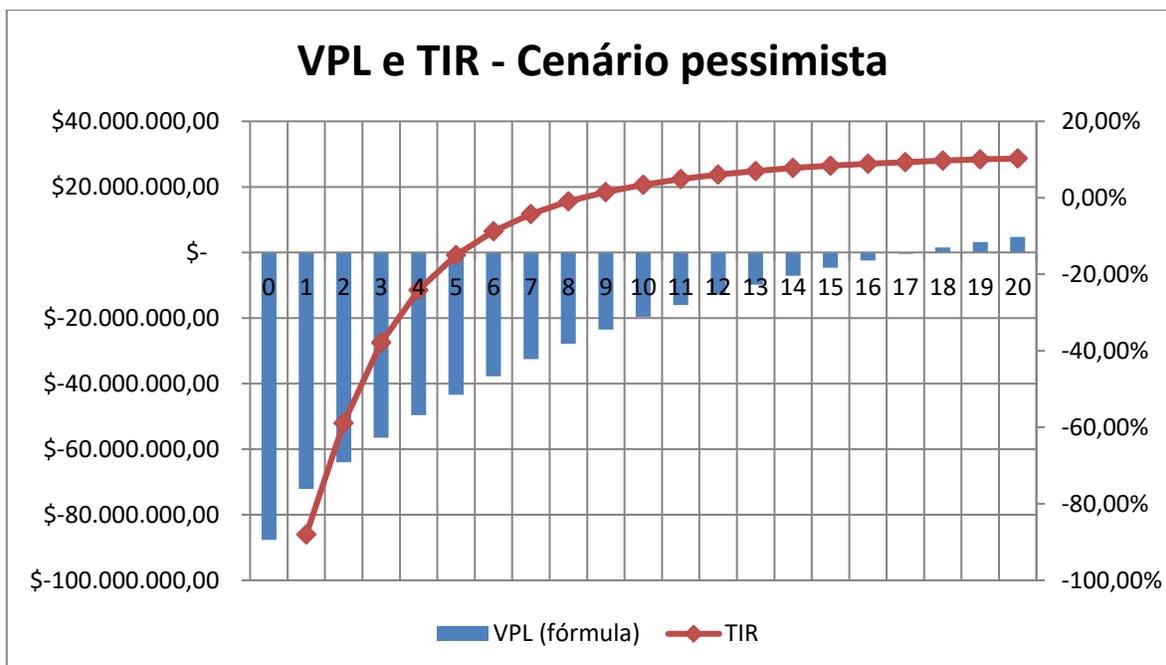
Comparado ao cenário base, no cenário pessimista o retorno do investimento é obtido após três anos, ele apresenta um retorno por unidade monetária investida de US\$ 0,12 a menos por dólar investido e o menor preço de venda nesse cenário aumenta em US\$ 0,31, reduzindo a arbitragem de negociação do preço de venda para o cenário pessimista quando comparado ao cenário base, o que impacta diretamente na lucratividade do investimento.

**Tabela 13 - Indicadores econômicos do cenário pessimista**

Soma VPs (1 ao 20)	US\$ 92.749.239,19
Valor Presente Líquido (VPL)	US\$ 4.737.882,68
Taxa Interna de Retorno (TIR)	8,82%
Índice de Lucratividade (IL)	US\$ 1,06
Tempo de Payback (anos)	18
Menor preço venda do kg do H <sub>2</sub> V	US\$ 4,73

A partir da Figura 46, é possível visualizar o comportamento do VPL e da TIR no cenário pessimista. Nesse caso, o VPL permanece negativo por dezessete anos, em que o retorno do investimento é obtido apenas no ano 18 quando o VPL atinge um valor positivo de US\$ 1.497.539,82 com uma TIR correspondente de 8,28%, no mesmo período. O cenário pessimista apresenta resultados mais tardios quando comparado ao cenário base, assim, os resultados reforçam a necessidade de priorizar políticas que incentivam os avanços tecnológicos e mitiguem os riscos associados a produção de H<sub>2</sub>V em um possível cenário de recessão de aumento de juros atrelado a subida da taxa SELIC.

**Figura 46 - VPL e TIR do cenário pessimista**



**Fonte:** Elaboração própria.

### 5.2.3 Cenário otimista

Para a análise do cenário otimista foi considerada uma taxa de crescimento do preço de venda do H<sub>2</sub> de 1% ao ano. O cenário otimista considera que o preço de venda do H<sub>2</sub>V irá valorizar a uma taxa de 1% ao longo dos anos com base em condições de mercado favoráveis que colaboram com esse cenário, como redução de custos de produção, transporte e armazenamento, avanço tecnológico maior do que o previsto, incentivos fiscais, políticos e regulatórios, competitividade internacional favorável entre outros fatores que proporcionariam um aumento na demanda por H<sub>2</sub> em um cenário de estabilidade mundial, colaborando com a redução dos custos de produção e aumento dos lucros.

Os indicadores econômicos obtidos na análise do cenário otimista são apresentados na Tabela 14. O valor obtido para o VPL é positivo, porém a TIR não supera a taxa mínima de atratividade considerada no período do investimento, apesar de apresentar valor superior aos cenários apresentados anteriormente. Portanto, no cenário otimista, o projeto não é viável. O

retorno por unidade monetária investida nesse cenário é US\$ 1,31 por dólar investido e o menor preço de venda do H<sub>2</sub> nesse cenário que torna o projeto viável é US\$ 4,11.

Comparado ao cenário base, no cenário otimista o retorno do investimento é obtido em dois anos a menos com um retorno por unidade monetária investida de US\$ 0,13 a mais e o menor preço de venda nesse cenário reduz em US\$ 0,31 aumentando a arbitragem de negociação do preço de venda para o cenário otimista em relação ao cenário base.

Comparado ao cenário pessimista, no cenário otimista o retorno do investimento é obtido cinco anos antes, com um retorno por unidade monetária investida de US\$ 0,25 a mais e o menor preço de venda nesse cenário reduz em US\$ 0,62, aumentando a oportunidade de ganhos exploráveis de negociação do preço de venda para o cenário otimista quando comparado ao cenário pessimista.

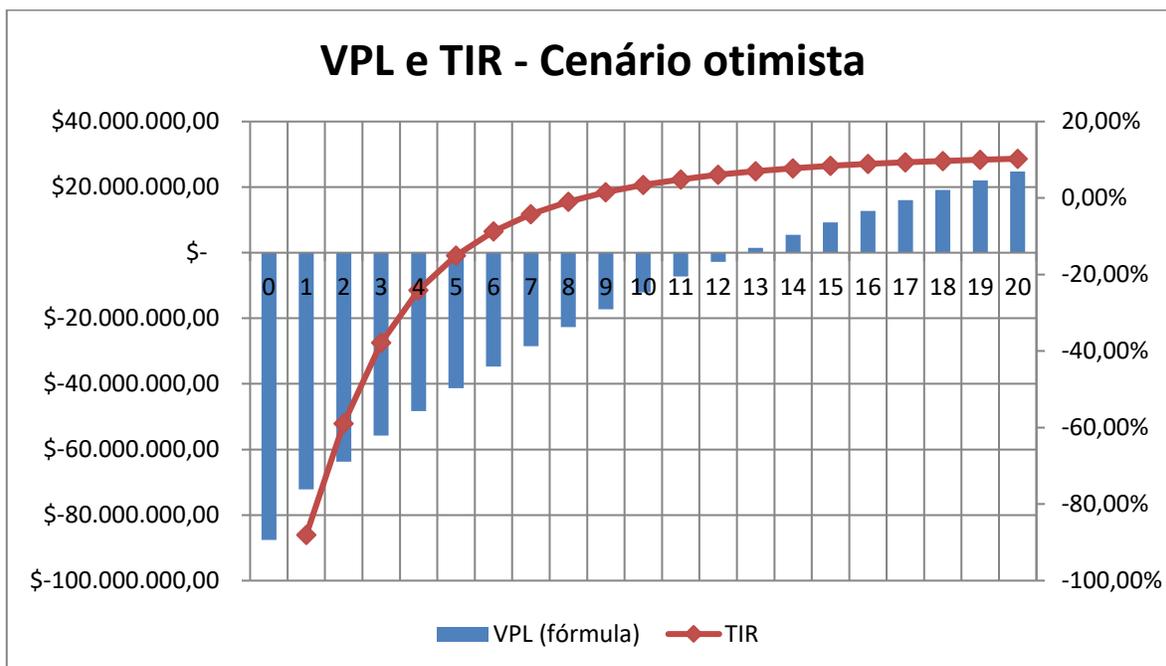
**Tabela 14 - Indicadores econômicos do cenário otimista**

Soma VPs (1 ao 20)	US\$ 114.404.170,87
Valor Presente Líquido (VPL)	US\$ 24.788.745,35
Taxa Interna de Retorno (TIR)	11,67%
Índice de Lucratividade (IL)	US\$ 1,31
Tempo de Payback (anos)	13
Menor preço venda do kg do H <sub>2</sub> V	US\$ 4,11

A partir da Figura 47, é possível visualizar o comportamento do VPL e da TIR considerando o cenário otimista. Nesse caso, o VPL permanece negativo por doze anos, em que o retorno do investimento é obtido no ano 13 quando o VPL atinge um valor positivo de US\$ 1.497.169,47 com uma TIR correspondente de 8,32%, no mesmo período, encerrando com um valor de US\$ 114.404.170,87 e 11,67% do VPL e TIR, respectivamente no ano 20. No cenário otimista os resultados positivos são obtidos com maior antecedência e o investimento apresenta maior retorno diante dos indicadores econômicos obtidos nesse cenário. Essa análise, assim como no cenário pessimista, reforça a necessidade de incentivar pesquisas e o

desenvolvimento tecnológico, além de incentivos que impulsionem o mercado de H<sub>2</sub> de modo a aproveitar um cenário de estabilidade e potencial de crescimento econômico.

**Figura 47 - VPL e TIR do cenário otimista**



**Fonte:** Elaboração própria.

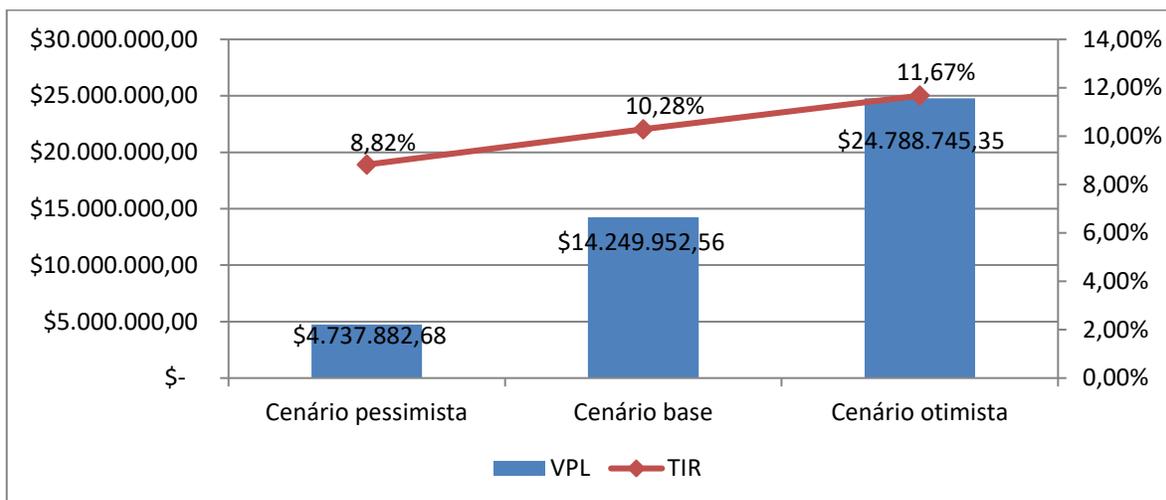
### 5.2.4 Análise entre os cenários por probabilidade de ocorrência

Esse tópico analisa os cenários base, pessimista e otimista para avaliar a viabilidade econômica da produção de H<sub>2</sub>V para esse estudo de caso atribuindo probabilidade aos cenários.

Foram consideradas diferentes premissas que impactam no preço de venda do H<sub>2</sub>. Com relação ao cenário base, as premissas consideradas são mais prováveis e realistas. No cenário pessimista são consideradas premissas mais conservadoras diante de um maior risco e limitações, e no cenário otimista consideram-se melhores condições de mercado e

expectativa de avanços tecnológicos. A Figura 48 ilustra os valores de VPL e TIR para o investimento de vinte anos, apresentados no tópico anterior, para cada um dos cenários.

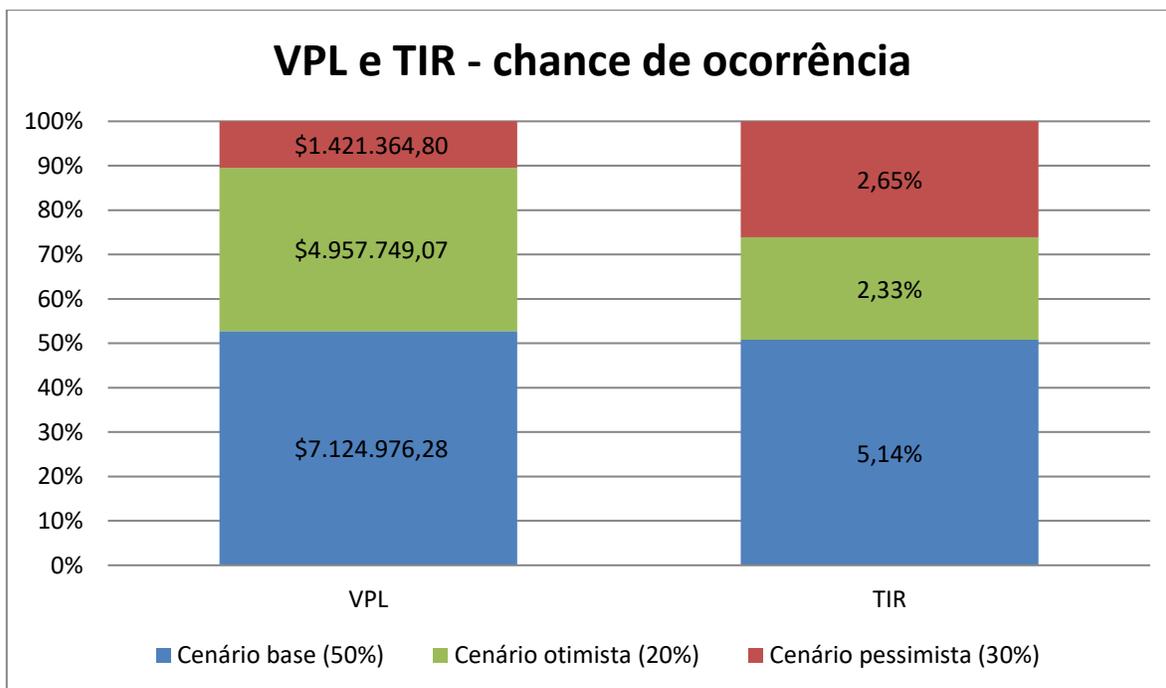
**Figura 48 - VPL e TIR de cada cenário**



**Fonte:** Elaboração própria.

Contudo, é importante ressaltar que não é possível garantir que o cenário econômico, político e social se manterá constantes durante o período de vinte anos de operação do eletrolisador. Portanto, para melhor análise do investimento, será atribuída probabilidade aos cenários por chance de ocorrência, considerando 50% de chance de ocorrência para o cenário base, 30% de chance de ocorrência para o cenário pessimista e 20% de chance de ocorrência para o cenário otimista. Atribuindo essas probabilidades obtém-se os valores de US\$ 7.124.976,28 e 5,14% de VPL e TIR no cenário base, US\$ 1.421.364,80 e 2,65% de VPL e TIR no cenário pessimista, e US\$ 4.957.749,07 e 2,33% de VPL e TIR no cenário otimista. A Figura 49 ilustra esses valores considerando a chance de ocorrência estabelecida entre cenários cujo valor somado resulta em US\$ 13.504.090,16 para o VPL e 10,12% de TIR.

**Figura 49 - VPL e TIR considerando chance de ocorrência**



**Fonte:** Elaboração própria.

### 5.3 LCOH

O LCOH traduzido como Custo Nivelado de H<sub>2</sub> é uma métrica que representa o custo médio de produção do kg de H<sub>2</sub> ao longo da vida útil de um sistema utilizada para avaliar a competitividade em relação a diferentes tecnologias ou métodos de produção de H<sub>2</sub>. O cálculo considera o investimento inicial que inclui o investimento inicial da usina solar que irá alimentar o eletrolisador e da usina para produção de H<sub>2</sub>V, bem como os custos de manutenção e operacionais ao ano de ambas, e a quantidade total de H<sub>2</sub> produzido no período.

Considerando uma produção anual de 3.185.455 kg de H<sub>2</sub>, um CAPEX total de US\$ 87.632.325,90, OPEX anual de US\$ 5.147.535,58, vida útil de 20 anos e taxa de desconto de 8% ao ano. O CAPEX foi anualizado utilizando o fator de recuperação de capital, resultando em um valor anual de aproximadamente US\$ 8.920.970,78. Somando-se os custos operacionais, o custo total anual do projeto é de US\$ 14.068.506,36. Assim, o LCOH foi

estimado em aproximadamente US\$ 4,42/kg H<sub>2</sub>. Comparado ao preço de venda adotado para esse estudo de caso de US\$ 4,91/kg H<sub>2</sub> observa-se uma margem positiva entre o custo de produção e a receita por kg de H<sub>2</sub> produzido.

Além disso, esse valor vai de encontro com a literatura, conforme valor listado no tópico 2.2 para o H<sub>2</sub>V que pode apresentar custos de até US\$ 7,50/kg de H<sub>2</sub>. Com a redução dos preços de sistemas fotovoltaico e o avanço de eletrolisadores é esperado que o LCOH do H<sub>2</sub>V se torne cada vez mais competitivo, especialmente considerando áreas de disponibilidade solar alta, como é o caso do Brasil.

Mitigar o impacto das perdas como utilizar painéis fotovoltaicos mais eficientes, eletrolisadores mais econômicos e melhorar sistemas de armazenamento à medida que a tecnologia avance pode tornar a usina mais eficiente a longo prazo. Nesse sentido é interessante manter investimentos em pesquisas e implementar melhorias tecnológicas continuamente para aumentar a competitividade do H<sub>2</sub> que será comercializado.

#### **5.4 Balanço energético**

O balanço energético é um processo essencial para avaliar a viabilidade e eficiência de uma usina de produção de H<sub>2</sub> baseada em energia solar fotovoltaica, que mede a relação entre a energia total consumida e a energia útil obtida na forma de H<sub>2</sub>. Assim, é possível identificar se o investimento é energeticamente viável e eficiente.

Um balanço energético favorável indica que há menos perdas no processo de conversão de energia e um melhor aproveitamento dos recursos, refletindo em menores custos de produção diante da eficiência energética de conversão.

Diante das considerações apresentadas no tópico 3.6, a energia elétrica total proveniente da usina solar fotovoltaica consumida no processo para produzir H<sub>2</sub> nesse estudo de caso é 3.456.000 MWh, considerando que o eletrolisador consome 172.800 MWh por ano, enquanto

que a energia útil total armazenada no H<sub>2</sub> obtida com base no poder calorífico do H<sub>2</sub> de 33,33 kWh/kg é 2.123.424 MWh ao longo dos 20 anos de operação do eletrolisador.

Assim, o balanço energético obtido para esse estudo de caso é 61,44%, isso significa que 61,44% da energia solar captada é convertida em energia química armazenada no H<sub>2</sub> produzido, refletindo que há perdas durante o processo de conversão de energia e oportunidades de melhoria no processo. O valor obtido está alinhado com a eficiência apresentada pela eletrolise alcalina que varia na faixa de 59 a 70%, portanto, é um valor aceitável para um projeto inicial com tecnologia em desenvolvimento.

## 6. CONCLUSÃO

O H<sub>2</sub>V está sendo cada vez mais introduzido na economia à medida em que os estudos e investimentos sobre essa tecnologia avançam. Nesse contexto, o Brasil está atualmente entre os países com potencial para produzir H<sub>2</sub>V com um custo competitivo no mercado, podendo atingir um valor de US\$ 4,11/kg H<sub>2</sub> em um cenário otimista a US\$ 4,73/kg H<sub>2</sub> em um cenário pessimista conforme os resultados apresentados nesse estudo. Isso contribui para que o Brasil seja um forte candidato a estar entre os países líderes na produção e fornecimento dessa *commodity* para o mundo, caso aproveite essa janela de oportunidade.

Além de entender o cenário em que o Brasil se encontra frente à produção de H<sub>2</sub>V, o presente estudo buscou verificar os desafios técnicos e econômicos por meio da elaboração de um estudo de caso de uma usina de H<sub>2</sub>V fictícia construída em território nacional, com o objetivo principal de obter os indicadores econômicos e dessa forma averiguar a viabilidade financeira do projeto. Assim, foi possível conceber o objetivo geral desse estudo, além dos três objetivos específicos abordados no tópico da introdução que nortearam a pesquisa: a elaboração de um fluxograma do sistema, a análise da viabilidade econômica e a identificação de potenciais melhorias no processo.

A elaboração do fluxograma possibilitou a estruturação das etapas para a produção do H<sub>2</sub>V, fornecendo uma visão sistêmica e detalhada do processo, permitindo a identificação das principais variáveis do projeto. Esse mapeamento foi essencial para a definição de parâmetros técnicos e econômicos que influenciam diretamente a viabilidade do projeto. O fluxograma desenvolvido pode servir como referência para estudos e projetos futuros que busquem dimensionar e caracterizar sistemas semelhantes, possibilitando adaptações conforme diferentes cenários e condições operacionais.

Com base nos resultados da análise econômica, é possível concluir que a produção de H<sub>2</sub> no estudo de caso proposto não é viável nas condições atuais, uma vez que o país se encontra em um cenário de taxa básica de juros elevada, fixada em 13,25% ao ano pelo Comitê de Política Monetária (Copom) em 29 de janeiro de 2025. Os cálculos dos indicadores econômicos permitiram obter o menor preço de venda que viabilizaria o investimento garantindo uma margem de lucro de US\$ 0,49 no cenário base com relação ao preço de venda

de US\$ 4,91/kg H<sub>2</sub> com base no primeiro leilão de H<sub>2</sub>V lançado pela União Europeia em 2023 adotado para esse estudo de caso. Embora o custo inicial de implementação seja elevado, conclui-se que há cenários em que a produção pode se tornar economicamente viável, especialmente se o projeto contar com financiamento internacional, proveniente de países com taxas de juros mais baixas e ambiente macroeconômico mais estável, o que reduziria significativamente o custo de capital. Além disso, a viabilidade tende a aumentar com a queda nos custos dos eletrolisadores e com a otimização do aproveitamento da energia solar.

A identificação de melhorias no processo revela estratégias que podem contribuir para aumentar a competitividade do H<sub>2</sub>V. Dentre as principais recomendações destacam-se o aprimoramento da tecnologia dos sistemas de eletrólise, melhoria da eficiência energética no processo de produção de H<sub>2</sub> e busca por parcerias internacionais estratégicas para redução dos custos. Além disso, políticas de incentivo e financiamentos específicos podem desempenhar um papel crucial na viabilização de projetos de produção de H<sub>2</sub>V em larga escala.

O estudo confirma o potencial do H<sub>2</sub>V como um vetor energético promissor para a transição energética sustentável. No entanto, para que sua implementação ocorra e permaneça economicamente atrativa, é essencial a contínua busca por avanços tecnológicos, otimização de custos e uma política de investimentos estruturada em pesquisas e desenvolvimento. Os resultados deste estudo podem servir como base para futuras pesquisas voltadas à expansão do H<sub>2</sub>V no Brasil. A contribuição relevante deste estudo está nas informações coletadas sobre o tema para a realização de uma análise de viabilidade econômica de um sistema de produção de H<sub>2</sub>V, visto que é um tema em ascensão, porém com limitações quanto a informações disponíveis de empresas do setor para a obtenção de resultados mais precisos.

Como trabalhos futuros, sugere-se avaliar a viabilidade da produção de H<sub>2</sub> considerando a integração de sistemas híbridos de energia renovável a partir da combinação com a energia eólica. Sugere-se, também, investigar a viabilidade técnica e econômica da eletrólise por membrana de troca de prótons (PEM) e eletrólise de óxidos sólidos (SOEC), a fim de comparar com a eletrólise alcalina utilizada neste estudo para uma investigação mais

aprofundada sobre o rendimento global do processo de eletrólise, considerando fatores como eficiência do equipamento e perdas térmicas de cada tecnologia.

## REFERÊNCIAS

ABSOLAR - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. **Infográfico**. 2023. Disponível em: <<https://www.poder360.com.br/energia/brasil-e-80-pais-com-maior-geracao-de-energia-solar-em-2022/>>. Acesso em: 18 agosto 2023.

ABSOLAR - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. **Infográfico**. 2025a. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 05 março 2025.

ABSOLAR - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. **Energia solar em 2025: crescimento, novas oportunidades e avanços tecnológicos**. 2025b. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/noticia/https-jornalvisaodenegocios-com-br-energia-solar-em-2025-crescimento-novas-oportunidades-e-avancos-tecnologicos/#:~:text=De%20acordo%20com%20a%20Associa%C3%A7%C3%A3o,custos%20e%20ampliament%20a%20acessibilidade.&text=A%20energia%20fotovoltaica%20permite%20uma,previsibilidade%20e%20redu%C3%A7%C3%A3o%20de%20despesas.&text=O%20marco%20legal%20da%20gera%C3%A7%C3%A3o,%20C6%25%20para%2025%25.&text=A%20energia%20solar%20contribui%20para,a%20mitigar%20os%20impactos%20ambientais.&text=O%20investimento%20em%20sistemas%20fotovoltaicos,ser%20menor%20dependendo%20da%20localiza%C3%A7%C3%A3o.&text=Propriedades%20equipadas%20com%20sistemas%20solares,mercado%20C%20gerando%20interesse%20entre%20compradores.&text=A%20combina%C3%A7%C3%A3o%20da%20energia%20solar,rela%C3%A7%C3%A3o%20%20C3%A0s%20distribuidoras%20de%20energia>>. Acesso em: 05 março 2025.

ACAR, C.; BESKESE, A.; TEMUR, G.T. **Sustainability analysis of different hydrogen production options using hesitant fuzzy AHP**. International Journal of Hydrogen Energy, London, v. 43, p. 18059-18076, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.08.024>>. Acesso em: 18 agosto 2023.

ALMEIDA, A. S. *et al.* **Hidrogênio, o combustível do futuro.** Diversitas Journal, [s. l.], v. 4, n. 2, p. 356-366, 2019. Disponível em: <[https://diversitasjournal.com.br/diversitas\\_journal/article/view/593](https://diversitasjournal.com.br/diversitas_journal/article/view/593)>. Acesso em: 17 julho 2023.

ANEEL - Agência Nacional De Energia Elétrica. **Resolução Normativa 482.** 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 17 jul. 2023

ANEEL - Agência Nacional De Energia Elétrica. **Resolução Normativa 1.071.** 2023 Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231071.html>>. Acesso em: 17 janeiro 2024

ANDERSSON, Joakim; GRÖNKVIST, Stefan. **Large-scale storage of hydrogen.** International journal of hydrogen energy, v. 44, n. 23, p. 11901-11919, 2019. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319919310195>>. Acesso em: 05 fevereiro 2024

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Cartograma 2.3.** Brasília. 2023. Disponível em: < <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/arquivos-anuario-estatistico-2024/secao-2/cartograma-2-3.pdf> >. Acesso em: 05 abril 2025

APAC. 2024 – **Dado de cobrança da água.** Disponível em: < <https://www.apac.pe.gov.br/pisf/206-pisf/772-tarifas#:~:text=TARIFA%20DE%202021&text=%2D%20Resolu%C3%A7%C3%A3o%20ANA%20n%C2%B0%2067,para%20o%20ano%20de%202021>>. Acesso em: 30 abril 2025.

AREFEEN, S.; DALLAS, T. **Low-cost racking for solar photovoltaic systems with renewable tensegrity structures.** Solar Energy, Oxford, v. 224, p. 798–807, 2021. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.06.020>>. Acesso em: 17 agosto 2023

ASSAF NETO, Alexandre; LIMA, Fabiano Guasti. **Fundamentos de administração financeira.** 3. ed. São Paulo: Atlas, 2016. Disponível em: <<https://integrada.minhabiblioteca.com.br/reader/books/9788597010145>>. Acesso em: 30

abril 2025.

ATLAS - **Irradiação Solar Média Anual no Brasil**, 2017. Disponível em: <[http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/Atlas\\_Brasileiro\\_Energia\\_Solar\\_2a\\_Edicao.pdf](http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/Atlas_Brasileiro_Energia_Solar_2a_Edicao.pdf)> Acesso: 05 fevereiro 2024.

BALBUENA, V. A. R. **Caracterização de placa bipolar de eletrolisadores alcalinos para produção de Hidrogênio**. 2021. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e Computação) - Universidade Estadual Do Oeste Do Paraná - Campus de Foz do Iguaçu- Programa De Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação, Foz do Iguaçu, 2021.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Banco Central do Brasil**. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/estabilidadefinanceira/historicocotacoes>>. Acesso em: 20 fevereiro 2025.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Banco Central do Brasil**. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/publicacoes/focus>>. Acesso em: 20 fevereiro 2025.

BARROSO, Amanda Maria Rodrigues; ROCHA, Brenda Virna Sousa; MEIRELES FILHO, Mário RG. **Obtenção do Hidrogênio Verde a partir de energias renováveis**. 2022.

BEZERRA, Francisco Diniz. **Hidrogênio Verde: Nasce um Gigante no Setor de Energia**. v. 6 n. 212 (2021). Caderno setorial ETENE, v. 6, 2021. Disponível em: <<https://www.bnb.gov.br/revista/cse/article/view/2797>>. Acesso em: 26 janeiro 2024.

BHANDARI, K. P., COLLIER, J. M., ELLINGSON, R. J., & APUL, D. S. (2015). **Energy payback time (EPBT) and energy return on energy invested (EROI) of solar photovoltaic systems: A systematic review and meta-analysis**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 47, 133-141

BNEF – BLOOMBERG NEW ENERGY FINANCE. **‘Green’ hydrogen to outcompete ‘blue’ everywhere by 2030**. BNEF, [s. l.], 5 maio 2021b. Disponível em: <<https://about.bnef.com/blog/green-hydrogen-to-outcompete-blue-everywhere-by-2030/>>. Acesso

em: 26 janeiro 2024.

BRAGA, L. B. **Aspectos técnicos, econômicos e ecológicos de processos de produção de hidrogênio**. 2014. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, São Paulo, 2014. Disponível em: <<http://hdl.handle.net/11449/115997>>. Acesso em: 10 agosto 2023.

BRANKER, K. PATHAK, M. J. M. PEARCE, J.M. **A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity**. Renewable and Sustainable Energy Reviews. V. 15, P.4470-4482, 2011.

BRASIL. **Lei nº 14.948, de 2 de agosto de 2024**. Institui o Marco Legal do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono e a Política Nacional do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 2 agosto. 2024. Disponível em: <<https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/161378>>. Acesso em: 13 abril 2025.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Programa Nacional do Hidrogênio: Proposta de Diretrizes**. Brasília, DF: MME, 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-apresenta-ao-cnpe-proposta-de-diretrizes-para-o-programa-nacional-do-hidrogenio-pnh2/HidrogênioRelatriodiretrizes.pdf>>. Acesso em: 10 agosto 2023.

BRASIL. Senado Federal. **Projeto de Lei nº 725, de 2022**. Altera artigos da Lei nº 9.478/97 que institui a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Brasília: Senado Federal, 2022. Disponível em: <<https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/152413>>. Acesso em: 5 fevereiro 2024.

CARVALHO, Francielle *et al.* (2021). **Prospects for carbon-neutral maritime fuels production in Brazil**. Journal of Cleaner Production, v. 326, p. 129385.

CAVALCANTE, André Fellipe de Souza (2021). **Estudo de caso de migração de consumidor do grupo A para o grupo B, com viabilidade econômica da implantação de um sistema fotovoltaico on-grid.** URI: <<http://www.repositorio.ufc.br/handle/riufc/65783>>. Acesso em: 27 jan 2024.

CCEE. **Manual para Certificação de Hidrogênio.** 2023. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/documents/80415/919444/Manual%20para%20a%20Certifica%C3%A7%C3%A3o%20de%20Hidro%C3%AAnio%20REV1.1.docx/3b73a55e-3ed3-aeb1-8c92-e6d9c6b8a8d2>>. Acesso em: 5 fevereiro 2024.

CELA. **Custo Nivelado do Hidrogênio** no. 2023. Disponível em: <<https://cela.com.br/estudos/lcoh-custo-nivelado-de-hidrogenio-verde-no-brasil-cela/>>. Acesso em: 17 dez 2023

CHIAPPINI, G. (2022). **China anuncia metas de produção de hidrogênio verde.** EPBR. Disponível em: <<https://bit.ly/3QYXKYB>>. Acesso em: 25 novembro 2022.

COSTA, Lucas Pamplona Cardozo. **Análise comparativa entre a produção de hidrogênio verde solar e eólico: aspectos técnicos, econômicos e ambientais.** 2023.

CRESESEB, **Manual de Engenharia de Sistemas Fotovoltaicos – CEPEL/CRESESB – 2º Edição,** 2014 Cresesb. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data>>. Acesso em: 19 novembro 2023.

DA SILVA, Larissa TAVARES, & Dana, Manuela CARNEIRO. **Regulação do hidrogênio no Brasil: descarbonização do setor de óleo e gás para metas climáticas.** 2020

DE LARA, Daniela Mueller; RICHTER, Marc François. **Hidrogênio verde: a fonte de energia do futuro.** Novos Cadernos NAEA, v. 26, n. 1, 2023.

DE MELO, Rodrigo Rocha. **Perspectivas do hidrogênio verde e e-Combustíveis no Brasil: Uma Breve Revisão da Literatura.** 2023

DE PINHO, Lucas Lima Reis. **Avaliação da produção de hidrogênio a partir de excedentes de energia eólica utilizando algoritmos evolucionários multiobjetivo**. 2017.

DE SOUSA MATIAS, Alex; DE CAMARGO, Flávio Braga; SOARES, Lucas Daniel Andrade. **Estudo do Arranjo Comercial e Técnico para Implementar uma Usina de hidrogênio verde no Brasil**. 2022.

DJAFOUR, A.; MATOUG, M.; BOURAS, H.; BOUCHEKIMA, B.; AIDA, M. S. e AZOUI, B. **Photovoltaic-assisted alkaline water electrolysis - Basic principles**, International Journal of Hydrogen Energy, vol. 36, no. 6, pp. 4117–4124, Março. 2011.

DRESSELHAUS, M, **Basic Research Needs for the Hydrogen Economy** - REPORTS OF THE PANELS ON BASIC RESEARCH NEEDS FOR THE HYDROGEN ECONOMY Fuel Cells, vol. 21, no. 50, 2004.

DULEBA, W., PINTO, N. A., ZUFFO, M. M., DE ALMEIDA, P. A., MARQUES, I. D., & BARBOSA, R. **Análise dos compromissos assumidos pelo Brasil no âmbito do Acordo de Paris**. Diplomacia ambiental. 2022.

EL-EMAM, R. S., ÖZCAN, H. **Comprehensive review on the techno- economics of sustainable large-scale clean hydrogen production**. Journal of Cleaner Production, [s. l.], v. 220, p. 593-609, 2019. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0959652619303361>>. Acesso em: 26 julho 2023.

ELETRÔNICA PT. **Energia solar**. [S.l., 2022]. Disponível em: <<https://www.electronica-pt.com/energia-solar>>. Acesso em: 03 setembro 2023.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Caderno de Preços da Geração 2021**. 2021a. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublishingImages/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/caderno-de-precos-da-geracao/CadernodePreçosdeGeração\\_r0.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublishingImages/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/caderno-de-precos-da-geracao/CadernodePreçosdeGeração_r0.pdf)>. Acesso em 15 fevereiro 2025.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do hidrogênio**. 2021b. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/Hidrogeno%CC%82nio\\_23Fev2021NT%20\(2\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/Hidrogeno%CC%82nio_23Fev2021NT%20(2).pdf)>. Acesso: 13 novembro 2023.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **PNE 2050 – Plano Nacional de Energia, Ministério de Minas e Energia**. 2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/publicacoes/plano-nacional-de-energia/plano-nacional-de-energia-2050/relatorio-final/relatorio-final/relatorio-final-do-pne-2050.pdf/view>>. Acesso em 10 fevereiro 2023.

EUROPEAN COMMISSION. **A Hydrogen Strategy for a Climate Neutral Europe**. European Commission, [s. l.], 2020. Disponível em: <[https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/attachment/865942/EU\\_Hydrogen\\_Strategy.pdf.pdf](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/attachment/865942/EU_Hydrogen_Strategy.pdf.pdf)>. Acesso em: 14 julho 2023.

FAN, Jing-Li et al. **A levelized cost of hydrogen (LCOH) comparison of coal-to-hydrogen with CCS and water electrolysis powered by renewable energy in China**. *Energy*, v. 242, p. 123003, 2022.

FINNERTY, J. D. **Project Finance: Engenharia Financeira Baseada em Ativos**. Rio de Janeiro: Qualitymark, 1999.

GALLANDAT, N. *et al.* **An analytical model for the electrolyser performance derived from materials parameters**. *Journal of power and energy engineering*, n.5, p. 34-49, 2017. Disponível em: <<https://doi.org/10.4236/jpee.2017.510003>>. Acesso em: 12 agosto 2023.

GAS ENERGY. **O hidrogênio na jornada da transição energética – Gas Energy**. 2021. Disponível em: <<https://gasenergy.com.br/o-hidrogenio-na-jornada-da-transicao-energetica/>>. Acesso em: 27 janeiro 2024.

**GIZ. Mapeamento do Setor de hidrogênio Brasileiro Panorama Atual e Potenciais para o hidrogênio verde.** Brasília, 2021

GLOBAL SOLAR ATLAS. Disponível em: <<https://globalsolaratlas.info/map?c=-18.696781,-48.459256,8&s=-18.918804,-48.276784&m=site>> Acesso em: 19 novembro 2023.

GOBBO, E. R., DA SILVA, M. A. T. F., BONE, R. B. (2018). **Do petróleo à energia fotovoltaica: a inserção do Brasil neste novo mercado.** In VII Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS 2018.

GOVERNO FEDERAL (2016). Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações. **Acordo de Paris.** Disponível em: <[https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/publicacoes/acordo-de-paris-ndc/arquivos/pdf/acordo\\_paris.pdf](https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/publicacoes/acordo-de-paris-ndc/arquivos/pdf/acordo_paris.pdf)>. Acesso em: 25 agosto 2023.

GOVERNO FEDERAL (2024). Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDES). **Painel NDC - nossa contribuição para as metas de redução de emissões do Brasil.** Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/desenvolvimento-sustentavel/resultados/emissoes-evitadas/emissoes-evitadas-no-index>>. Acesso em: 5 fevereiro 2025.

GOVERNO FEDERAL, S. **Comissão do hidrogênio verde aprova marco legal; texto segue para a Câmara.** 2023. Disponível em: <<https://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2023/12/14/comissao-do-hidrogenio-verde-aprova-marco-legal-texto-segue-para-a-camara>>. Acesso em: 27 janeiro 2024.

GREENER. **Estudo Estratégico Grandes Usinas Solares 2023.** 2023. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/estudo/estudo-grandes-usinas-solares-2023/>>. Acesso em: 14 out 2023.

HINRICHS, Roger A. **Energia e meio ambiente,** Tradução da ed 5 americana. Cengage Learning Edições Ltda, São Paulo, SP, 2014

IEA, International Energy Agency. **Technology Roadmap—Hydrogen and Fuel Cells**. Paris, France, 2015.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **The future of hydrogen**. Paris: IEA, 2019. Disponível em: <<https://bit.ly/3OMZx0M>>. Acesso em: 25 agosto 2023.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Global Hydrogen Review 2021**. 2021. Disponível em: <<https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abdae9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>>. Acesso em: 26 outubro 2023.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, **Global hydrogen demand by sector in the Net Zero Scenario, 2020-2030**. 2023. Disponível em: <<https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-hydrogen-demand-by-sector-in-the-net-zero-scenario-2020-2030-2>>. Acesso em: 27 dezembro 2023.

INCRA/PE – 2022. Disponível em: <[https://www.gov.br/incra/pt-br/assuntos/governanca-fundriaria/relatorio-de-analise-de-mercados-de-terras/RAMT\\_SRPE\\_2022.pdf](https://www.gov.br/incra/pt-br/assuntos/governanca-fundriaria/relatorio-de-analise-de-mercados-de-terras/RAMT_SRPE_2022.pdf)>. Acesso em: 23 janeiro 2024.

IMO - International Maritime Organization. 2021. **Fourth IMO GHG Study 2020**. Safe, secure and efficient shipping on clean oceans. Executive Summary.

IRENA. **Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal**, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. 2020. Disponível em: <<https://www.irena.org/Publications>>. Acesso em: 10 agosto 2023.

IRENA – INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: part III – green hydrogen cost and potential**. Abu Dhabi: IRENA, 2022a, Disponível em: <<https://www.irena.org/publications/2022/May/Global-hydrogen-trade-Cost>>. Acesso em: 23 janeiro 2024.

IRENA. **Patent insight report Innovation trends in electrolysers for hydrogen**

**production.** 2022b. Disponível em: <[https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/May/IRENA\\_EPO\\_Electrolysers\\_H2\\_production\\_2022.pdf?rev=647d930910884e51b60137bcf5a955a6](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/May/IRENA_EPO_Electrolysers_H2_production_2022.pdf?rev=647d930910884e51b60137bcf5a955a6)>.. Acesso em: 10 setembro 2023.

Julio, VERNE. **The Mysterious Island**; Pierre-Jules Hetzel Publisher: Paris, France, 1874.

KELMAN, R. *et al.* **Can Brazil Become a Green Hydrogen Powerhouse?** Journal of Power and Energy Engineering, [s. l.], v. 8, p. 21-32, 2020. Disponível em: <<https://repositorio.comillas.edu/xmlui/handle/11531/56071>>.. Acesso em: 22 janeiro 2022.

KHZOUZ, M.; GKANAS, E.I. **Hydrogen Technologies for Mobility and Stationary Applications: Hydrogen Production, Storage and Infrastructure Development**, 2018. Disponível em: <<https://www.intechopen.com/books/renewable-energy-resources-challenges-and-applications/hydrogen-technologies-for-mobility-and-stationary-applications-hydrogen-productionstorage-and-infra>>. Acesso em: 10 agosto 2023.

KNIER, G. **How do photovoltaics works?**, In: NASA Science, [Washington], 2008. Disponível em: <<http://science.nasa.gov/science-news/science-at-nasa/2002/solarcells/>>.. Acesso em: 21 agosto 2023.

KNOB, Daniel. **Geração de hidrogênio por eletrólise da água utilizando energia solar fotovoltaica**. 2013. Dissertação (Mestrado em Tecnologia Nuclear - Materiais) - Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014. doi: <10.11606/D.85.2014.tde-11062014-143621>. Acesso em: 8 março 2025.

KOVAČ, A.; PARANOS, M.; MARCIUŠ, D. **Hydrogen in energy transition: A review**. International Journal of Hydrogen Energy, [s. l.], v. 46, n. 16, p. 10016-10035, 2021. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319920345079>>. Acesso em: 22 janeiro 2023.

KROPOSKI, B. *et al.* **Electrolysis: information and opportunities for electric power**

**utilities**. National Renewable Energy Laboratory, Golden, v. [s.n.], 2006. Disponível em: <<https://doi.org/10.2172/892998>>. Acesso em: 17 agosto 2023.

LELUDAK, Frederico Thomas; HAUS, Tiago Luis. **Célula de hidrogênio: estudo e construção de uma célula eletrolítica para produção de hidrogênio gasoso**. Caderno PAIC, v. 14, n. 1, p. 383-397, 2013

LONGO, V. A. M. **Produção biológica de hidrogênio**. Departamento de engenharia química e engenharia de alimentos. Artigo. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2008.

MARTINS, J. S., & AMORIM, E. D. (2016). **Produção de hidrogênio em reator anaeróbio a partir de efluente do processamento de coco**. *Ciência & Engenharia*, 25(1), 17-26.

MEDEIROS<sup>1</sup>, William B.; BOTTON, Janine Padilha. **Métodos e eletrólitos utilizados na produção de hidrogênio**. 2013

MEDEIROS, E. F. (2010). **Hidrogênio energético no Brasil: subsídios para políticas de competitividade 2010-2025**. Centro de Gestão e Estudos Energéticos (CGEE), Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação, CGEE: Brasília.

MEIRA BRENDA, E. **Água grau reagente para laboratórios e outros fins especiais**. Setembro. 2001.

MELO, L. S. *et al.* **Dimensionamento de um sistema fotovoltaico para alimentar um sistema de produção de hidrogênio eletrolítico**. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 7., 2018, Gramado. Anais[...]. Gramado: COBENS 2018. Disponível em: <<https://anaiscobens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/107/107>>. Acesso em: 20 agosto 2023.

MENDONÇA, Pedro Marcelo De Moraes; TIAGO FILHO, Geraldo Lúcio (2021). **Avaliação técnica e econômica da geração distribuída com sistemas fotovoltaicos em edifícios públicos**. *Revista Ibero-Americana de Ciências Ambientais*, v. 12, n. 3, p. 525-539.

DOI: <<https://doi.org/10.6008/CBPC2179-6858.2021.003.0043>>

OBSERVATÓRIO DE HIDROGÊNIO - Gesel - **observatório de H<sub>2</sub> n°3**, 2021. Disponível em: <[https://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/52\\_observatorio\\_h2\\_3.pdf](https://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/52_observatorio_h2_3.pdf)>. Acesso em: 08 novembro 2022.

OGDEN, J.; JAFFE, A.M.; SCHEITRUM, D.; MCDONALD, Z.; MILLER, M. **Natural gas as a bridge to hydrogen transportation fuel: Insights from the literature**. Energy Policy, 2018,115, 317–329.

OLIVA JÚNIOR, José Roberto. **Hidrogênio Verde, Perspectivas e Regulamentação no Brasil**. Artigo.In: Revista BrasilAlemanha, edição outubro de 2021. Disponível em: <<https://www.ahkbrasiliem.com.br/publicacoes/revis-ta-brasilalemanha>>. Acesso em 28 agosto 2023.

OLIVEIRA, José Rezende de. **Descarbonização da unidade fabril da Mitsubishi Fuso Truck Europe com uso do hidrogênio verde**. Tese de Doutorado. 2021.

OLIVEIRA, Rosana Cavalcante de. **Panorama do hidrogênio no Brasil**. 2022

ONDRACZEK, J.; KOMENDANTOVA, N.; PATT, A.. **Wacc the dog: The effect of financing costs on the levelized cost of solar PV power**. Renewable Energy, v.75, p.888-898, 2015.

ONU/BR- Organização Das Nações Unidas Brasil. 2015. **Transformando Nosso Mundo: A Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável**. Disponível em: <<https://nacoesunidas.org/pos2015/agenda2030/>>. Acesso em: 08 novembro 2022.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. **Atlas brasileiro de energia solar**. 2.ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80p. Disponível em: <<http://doi.org/10.34024/978851700089>>

PORTO DE SUAPE, 2022. **Plano de Desenvolvimento e Zoneamento do Porto Organizado de Suapé.** Disponível em: <[https://www.suape.pe.gov.br/images/porto/PDZ/RELATORIO\\_CONSOLIDADO\\_\\_Alteracao\\_Dezembro\\_de\\_2022\\_1.pdf](https://www.suape.pe.gov.br/images/porto/PDZ/RELATORIO_CONSOLIDADO__Alteracao_Dezembro_de_2022_1.pdf)>. Acesso em: 28 janeiro 2024.

PV MAGAZINE BRASIL. **UE lança primeiro leilão de hidrogênio verde com preço máximo de € 4,5/kg.** PV Magazine Brasil, 27 novembro 2023. Disponível em: <<https://www.pv-magazine-brasil.com/2023/11/27/ue-lanca-primeiro-leilao-de-hidrogenio-verde-com-preco-maximo-de-e-45-kg/>>. Acesso em: 28 janeiro 2024.

PVSYST. **PVsys software – versão 8.0.6.** Satigny, Suíça: PVsyst SA, 2025. Software. Disponível em: <<https://www.pvsyst.com>>. Acesso em: 12 março 2025.

RIFKIN, Jeremy. **A Economia do hidrogênio** (p. 301). São Paulo, M. Books. 2003.

RZAYEVA, M. P.; SALAMOV, O. M. e KERIMOV, M. K. **Modeling to get hydrogen and oxygen by solar water electrolysis**, vol. 26, pp. 195–201, 2001.

ROBERTS, J. J. **Análise de desempenho de um sistema híbrido de geração de energia solar-eólico-diesel considerando variações probabilísticas da carga e dos recursos renováveis.** 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, São Paulo, 2012. Disponível em: <<http://hdl.handle.net/11449/99329>>. Acesso em: 20 agosto 2023.

ROCHA, Bruno Francisco Alves da. **Análise da produção de energia gerada de um sistema fotovoltaico em Rio Negro em comparação com os valores de energia simulados pelo software PVSyst.** 2019. Trabalho de Conclusão de Curso (Especialização em Energias Renováveis) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2019.

ROSS, S. A.; WESTERFIELD, R. W.; JORDAN, B. D.. **Princípios de Administração Financeira.** Editora Atlas. São Paulo, 1997.

RÜTHER, R.; ZILLES, R.. **Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil.** *Energy Policy*, v.39, p.1027-1030, 2011.

RYABCHUK, V. K. *et al.* **Water Will Be the Coal of the Future – The Untamed Dream of Jules Verne for a Solar Fuel.** *Molecules*, [s. l.], v. 21, n. 12, p. 1638, 2016. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1420-3049/21/12/1638>>. Acesso em: 25 agosto 2023.

RYAN, A. J.; ROTHMAN, R. H. **Engineering chemistry to meet COP26 targets.** *Nature Reviews Chemistry*, [s. l.], v. 6, p. 1-3, 2022. Disponível em: <<https://www.nature.com/articles/s41570-021-00346-6>>. Acesso em: 24 agosto 2023.

SANTOS, Elieber Mateus; **Um Estudo Sobre a Teoria das Opções Reais Aplicada à Análise de Investimentos em Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)**, Dissertação de Mestrado – Departamento de Produção, UNIFEI, Novembro 2001.

SANTOS, V. M.; CHAVES, A. C. **O papel do hidrogênio na transição energética mundial e seus desdobramentos no sistema energético brasileiro.** In: GOES, S. (org.). *A geopolítica da energia do século XXI*. Rio de Janeiro: Editora Synergia, 2021. p. 384-392.

SHIVA KUMAR, S., HIMABINDU, V. **Hydrogen production by PEM water electrolysis – a review.** *Material Science for Energy Technologies*. Beijing, v. 2, p. 442–454, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.mset.2019.03.002>>. Acesso em: 17 agosto 2023.

SIMÕES, Sofia G. et al. **Água para a produção de hidrogênio verde (renovável) via eletrólise em Portugal.** 2021.

STEVENSON, R. **Slimmer solar cells.** *Ingenia*, v. 53, p. 33-37, 2014.

SOUSA, Lara Maria Sales dos Santos. **Potencial do ceará para obtenção de hidrogênio verde via eletrólise da água residual através da energia eólica.** 2022. 75 f. Trabalho de

Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Energias Renováveis) - Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2022.

SOUZA, Mariana de Mattos Vieira Mello. **Tecnologia do hidrogênio**. Rio de Janeiro. Synergia. 2009.

SOUZA FILHO, Hélio Nunes de. **Power-to-gas: produção de hidrogênio através da energia elétrica de fontes renováveis e sua injeção na rede de gás natural brasileira**. Dissertação de Mestrado. Campinas, SP, 2021.

TALAVERA, D. L.; NOFUENTES, G.; AGUILERA, J.. **The internal rate of return of photovoltaic grid-connected systems: A comprehensive sensitivity analysis**. Renewable Energy, v.35, n.1, p.101-111, 2010.

THYSSENKRUPP NUCERA, **Industrial-Scale Water Electrolysis for Green Hydrogen Production**. Disponível em: <[https://thyssenkrupp-nucera.com/wp-content/uploads/2023/11/thyssenkrupp-nucera\\_green-hydrogen\\_brochure\\_web.pdf](https://thyssenkrupp-nucera.com/wp-content/uploads/2023/11/thyssenkrupp-nucera_green-hydrogen_brochure_web.pdf)>. Acesso em: 22 novembro 2023

TOLMASQUIM, T. T.. **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. Rio de Janeiro: EPE, 2016.

UNIFEI, 2021. **UNIFEI foi escolhida por agência Alemã para a receber Usina de hidrogênio**. Disponível em: <<https://unifei.edu.br/blog/unifei-foi-escolhida-por-agencia-alemapara-a-receber-usina-de-hidrogenio>>. Acesso em: 22 novembro 2023.

UNIGEL. **Unigel fecha contrato com a thyssenkrupp nucera e investe US\$ 120 milhões na primeira fábrica de hidrogênio verde do Brasil**. São Paulo/Dortmund, 25 de julho de 2022. Disponível em: <<https://www.unigel.com.br/unigel-fecha-contrato-com-a-thyssenkrupp-nucera-e-investe-us-120-milhoes-na-primeira-fabrica-de-hidrogenio-verde-do-brasil/>> Acesso em: 22 novembro 2023.

VARGAS, José Maurício Pacheco. **Análise da regulação da geração distribuída no Brasil para o setor de energia elétrica.** 2020

VARGAS, R. A., CHIBA, R., FRANCO, E. G., & SEO, E. S. **Hidrogênio: o vetor energético do futuro?.** 2006

VASCONCELOS, P. **Como criar um negócio de energia solar fotovoltaica 100% do zero.** [S.l.]: Instituto Solar, 2021. 14-100 p.

VIDAS, L.; CASTRO, R. **Recent Developments on Hydrogen Production Technologies: State-of-the-Art Review with Focus on Green-Electrolysis.** Applied Sciences, n.11, 11363. Disponível em: <<https://doi.org/10.3390/app112311363>>. Acesso em: 05 agosto 2023.

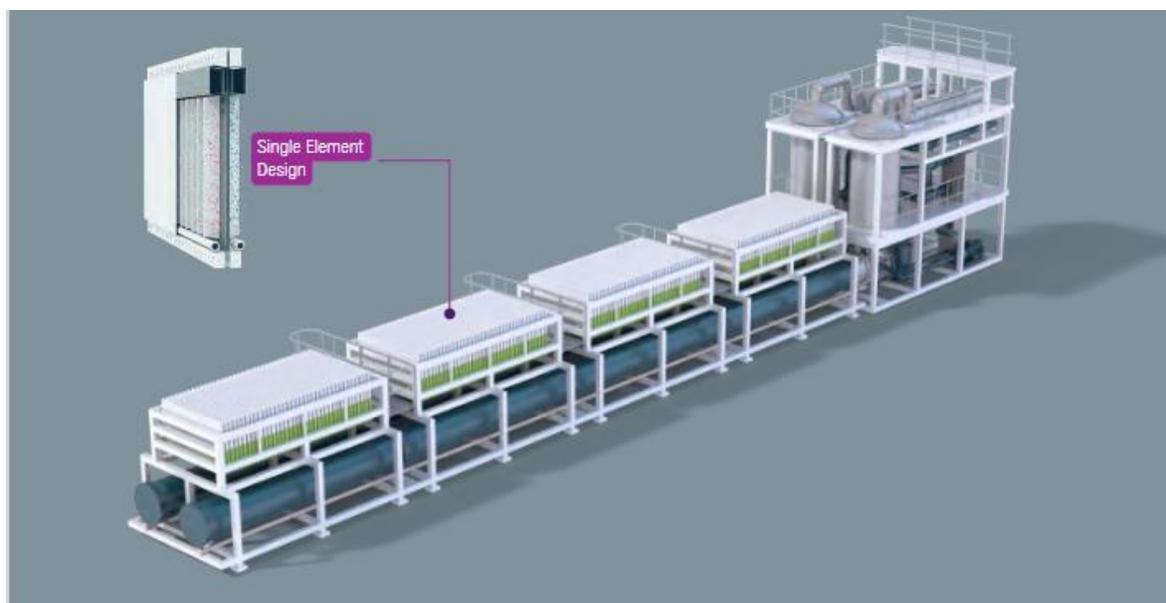
VILLALVA, Marcelo Gradella (2015). **Energia solar fotovoltaica: Conceitos e aplicações, sistemas isolados e conectados à rede.** 2º edição. São Paulo. Editora Érica, 224 p.

YARA, 2022. **Amônia verde: entenda a importância para o futuro do meio ambiente.** Disponível em: <https://www.yarabrasil.com.br/conteudo-agronomico/blog/amonia-verde/> Acesso em: 25 novembro 2022.

ZENG, K.; ZHANG, D. **Recent progress in alkaline water electrolysis for hydrogen production and applications.** Progress in Energy and Combustion Science, v. 36, n. 3, p. 307-326, 2010

## ANEXOS

### ANEXO 1 – Dados Técnicos do Fabricante - Eletrolisador



Single Element Design

# scalum®

## Key features & benefits

- Modular, skid mounted design
- Proven and highly durable cell design based on long-term technology experience
- Low power consumption
- Higher current density allows more compact footprint
- Fast dynamics suitable to renewable power sources
- Fully automated operation is possible
- Mass production & supply chain at gigawatt scale
- Safety | Single-element monitoring
- Leading total cost of ownership (TCO)

scalum® 20 MW Unit	
Design capacity H <sub>2</sub>	4000 Nm <sup>3</sup> /h
Power consumption (DC) at start up	4.5 kWh/Nm <sup>3</sup>
Water (demineralized) consumption	<1l/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub>
Standard operation window	10% - 100%
H <sub>2</sub> product quality at electrolyzer outlet	> 99.9% purity (dry basis)
H <sub>2</sub> product quality after treatment (optional)	as required by customer, up to 99.999%
H <sub>2</sub> product pressure at electrolyzer outlet	~300 mbar

All figures above are to be understood as „expected values“ and may vary depending on operating conditions.

## Enabling green transformation

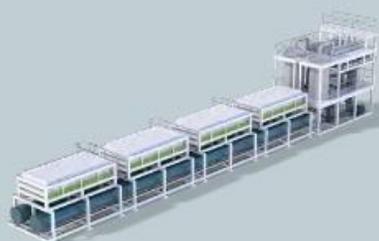
Alkaline Water Electrolysis (AWE) technology delivers the two vital components: speed and scale. Based on proven quality, safety, reliability, and the passion to innovate we set a benchmark: scalum®

scalum® marks a significant milestone in our unique, long time development path. We combine about 300 high-efficiency cells into one powerful unit with a system capacity of 20MW. scalum® is designed as a standardized modular solution that can be easily interconnected and scaled up unit by unit to match highest demands. scalum® becomes the key to ramping up our production capacity and shaping the new era of clean energy – fast.

## An Efficient and Highly Scalable Module Concept to Match Market Requirements



Highly scalable to gigawatt (GW) plant size



### scalum® 20 MW electrolyzer unit

- Quality & Longevity | proven cell design with high durability
- High Performance | long-term technology experience
- Design certified | by TÜV Rheinland to meet requirements of chapter 4 of ISO 22734:2019
- Service | global service network



### Single-element

- Each cell is isolatable
- Repairable at single-cell level without having to replace entire stacks
- During cell refurbishment, plant operation can continue with all electrolyzers running
- Single element monitoring promotes safety

## ANEXO 2 – Dados Técnicos do Fabricante - Módulo Solar Fotovoltaico







### TOPBiHiKu7

**N-type Bifacial TOPCon Technology**  
**675 W ~ 705 W**  
**CS7N-675 | 680 | 685 | 690 | 695 | 700 | 705TB-AG**

**MORE POWER**

-  Module power up to 705 W  
Module efficiency up to 22.7 %
-  Up to 85% Power Bifaciality, more power from the back side
-  Excellent anti-LeTID & anti-PID performance. Low power degradation, high energy yield
-  Lower temperature coefficient (Pmax): -0.29%/°C, increases energy yield in hot climate
-  Lower LCOE & system cost

**MORE RELIABLE**

-  Minimizes micro-crack impacts
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa\*

**12 Years** Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship\*

**30 Years** Linear Power Performance Warranty\*

**1<sup>st</sup> year power degradation no more than 1%**  
**Subsequent annual power degradation no more than 0.4%**

\*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

**MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES\***

ISO 9001: 2015 / Quality management system  
 ISO 14001: 2015 / Standards for environmental management system  
 ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety  
 IEC 62941: 2019 / Photovoltaic module manufacturing quality system

**PRODUCT CERTIFICATES\***

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO / MCS / UKCA / CGC  
 CEC listed (US California) / PSEC (US Florida)  
 UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68  
 UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-a-way



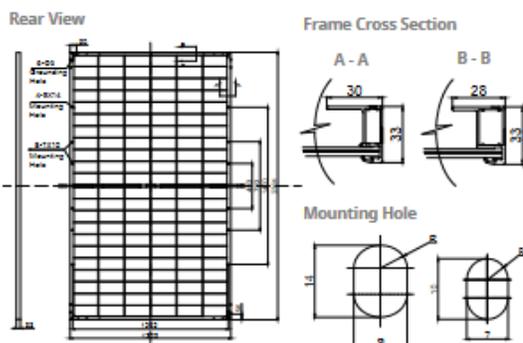
\* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

**CSI Solar Co., Ltd.** is committed to providing high quality solar photovoltaic modules, solar energy and battery storage solutions to customers. The company was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey. Over the past 22 years, it has successfully delivered over 100 GW of premium-quality solar modules across the world.

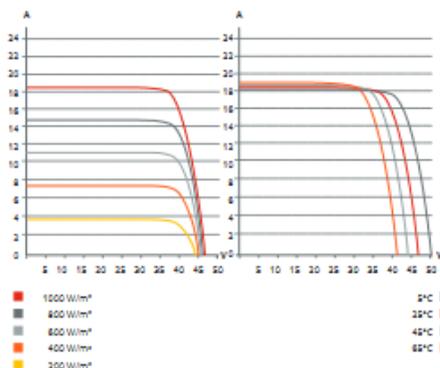
\* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

**CSI Solar Co., Ltd.**  
 199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

**ENGINEERING DRAWING (mm)**



**CS7N-680TB-AG / I-V CURVES**



**ELECTRICAL DATA | STC\***

	Nominal Max. Power (P <sub>max</sub> )	Opt. Operating Voltage (V <sub>mp</sub> )	Opt. Operating Current (I <sub>mp</sub> )	Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )	Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> )	Module Efficiency
<b>CS7N-675TB-AG</b>	675 W	39.0 V	17.31 A	46.9 V	18.24 A	21.7%
<b>Bifacial Gain**</b>	5%	709 W	39.0 V	18.19 A	19.15 A	22.8%
	10%	743 W	39.0 V	19.04 A	20.06 A	23.9%
	20%	810 W	39.0 V	20.77 A	21.89 A	26.1%
<b>CS7N-680TB-AG</b>	680 W	39.2 V	17.35 A	47.1 V	18.29 A	21.9%
<b>Bifacial Gain**</b>	5%	714 W	39.2 V	18.22 A	19.20 A	23.0%
	10%	748 W	39.2 V	19.09 A	20.12 A	24.1%
	20%	816 W	39.2 V	20.82 A	21.95 A	26.3%
<b>CS7N-685TB-AG</b>	685 W	39.4 V	17.39 A	47.3 V	18.34 A	22.1%
<b>Bifacial Gain**</b>	5%	719 W	39.4 V	18.26 A	19.26 A	23.1%
	10%	754 W	39.4 V	19.14 A	20.17 A	24.3%
	20%	822 W	39.4 V	20.87 A	22.01 A	26.5%
<b>CS7N-690TB-AG</b>	690 W	39.6 V	17.43 A	47.5 V	18.39 A	22.2%
<b>Bifacial Gain**</b>	5%	725 W	39.6 V	18.31 A	19.31 A	23.3%
	10%	759 W	39.6 V	19.17 A	20.23 A	24.4%
	20%	828 W	39.6 V	20.92 A	22.07 A	26.7%
<b>CS7N-695TB-AG</b>	695 W	39.8 V	17.47 A	47.7 V	18.44 A	22.4%
<b>Bifacial Gain**</b>	5%	730 W	39.8 V	18.34 A	19.36 A	23.5%
	10%	765 W	39.8 V	19.18 A	20.28 A	24.6%
	20%	834 W	39.8 V	20.96 A	22.13 A	26.8%
<b>CS7N-700TB-AG</b>	700 W	40.0 V	17.51 A	47.9 V	18.49 A	22.5%
<b>Bifacial Gain**</b>	5%	735 W	40.0 V	18.39 A	19.41 A	23.7%
	10%	770 W	40.0 V	19.22 A	20.34 A	24.8%
	20%	840 W	40.0 V	21.01 A	22.19 A	27.0%
<b>CS7N-705TB-AG</b>	705 W	40.2 V	17.55 A	48.1 V	18.54 A	22.7%
<b>Bifacial Gain**</b>	5%	740 W	40.2 V	18.43 A	19.47 A	23.8%
	10%	776 W	40.2 V	19.27 A	20.39 A	25.0%
	20%	846 W	40.2 V	21.06 A	22.25 A	27.2%

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.  
 \*\* Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

**ELECTRICAL DATA**

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	35 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ +10 W
Power Bifaciality*	80 %

\* Power Bifaciality = P<sub>max,back</sub> / P<sub>max,front</sub>, both P<sub>max,back</sub> and P<sub>max,front</sub> are tested under STC. Bifaciality Tolerance: ± 5 %

\* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.  
 Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

**CSI Solar Co., Ltd.**  
 199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

**ELECTRICAL DATA | NMOT\***

	Nominal Max. Power (P <sub>max</sub> )	Opt. Operating Voltage (V <sub>mp</sub> )	Opt. Operating Current (I <sub>mp</sub> )	Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )	Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> )
<b>CS7N-675TB-AG</b>	510 W	36.9 V	13.84 A	44.4 V	14.71 A
<b>CS7N-680TB-AG</b>	514 W	37.1 V	13.88 A	44.6 V	14.75 A
<b>CS7N-685TB-AG</b>	518 W	37.2 V	13.91 A	44.8 V	14.79 A
<b>CS7N-690TB-AG</b>	522 W	37.4 V	13.94 A	45.0 V	14.83 A
<b>CS7N-695TB-AG</b>	526 W	37.6 V	13.97 A	45.2 V	14.87 A
<b>CS7N-700TB-AG</b>	529 W	37.8 V	14.00 A	45.4 V	14.91 A
<b>CS7N-705TB-AG</b>	533 W	38.0 V	14.03 A	45.5 V	14.95 A

\* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

**MECHANICAL DATA**

Specification	Data
Cell Type	TOPCon cells
Cell Arrangement	132 [2x(11 x 6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 33 mm (93.9 x 51.3 x 1.30 in)
Weight	37.8 kg (83.3 lbs)
Front Glass	2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating
Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm <sup>2</sup> (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	410 mm (16.1 in) (+) / 250 mm (9.8 in) (-) or customized length*
Connector	T6 or MC4-EVO2 or MC4-EVO2A
Per Pallet	33 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces or 495 pieces (only for US & Canada)

\* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

**TEMPERATURE CHARACTERISTICS**

Specification	Data
Temperature Coefficient (P <sub>max</sub> )	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (V <sub>oc</sub> )	-0.25 % / °C
Temperature Coefficient (I <sub>sc</sub> )	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

**PARTNER SECTION**



### ANEXO 3 – Dados Meteorológicos de Cabo de Santo Agostinho (Meteonorm 8.2) - Software PVsyst 8.0.6

Site **Cabo de Santo Agostinho (Brazil)**

Data source **Cabo de Santo Agostinho\_MN82.SIT -- Meteonorm 8.2 (2010-2021), Sat=100%**

	<b>Global horizontal irradiation</b>	<b>Horizontal diffuse irradiation</b>	<b>Temperature</b>	<b>Wind Velocity</b>	<b>Linke turbidity</b>	<b>Relative humidity</b>
	kWh/m <sup>2</sup> /day	kWh/m <sup>2</sup> /day	°C	m/s	[-]	%
January	6.30	2.40	27.9	4.10	3.304	74.5
February	6.40	2.75	28.2	4.00	3.426	74.1
March	5.92	2.66	28.1	3.69	3.313	75.0
April	5.32	2.33	27.2	3.59	3.304	79.6
May	4.75	2.17	26.8	3.60	3.298	79.8
June	4.53	2.10	25.3	3.90	3.336	82.1
July	4.50	2.25	25.1	4.39	3.349	81.1
August	5.32	2.15	25.3	4.69	3.482	77.3
September	5.87	2.22	25.8	4.89	3.883	75.4
October	6.28	2.53	26.9	4.59	3.710	72.4
November	6.71	2.42	27.2	4.40	3.417	72.2
December	6.42	2.49	27.8	4.30	3.507	72.3
<b>Year</b>	<b>5.69</b>	<b>2.37</b>	<b>26.8</b>	<b>4.2</b>	<b>3.444</b>	<b>76.3</b>

## ANEXO 4 – Especificações do Módulo Solar Fotovoltaico - Software PVsyst 8.0.6

**Select the PV module**

Available Now  Filter  **Bifacial module**  Bifacial system

CSI Solar  695 Wp 34V Si-mono CS7N-695TB-AG 1500V Since 2020 Datasheet 2023

Use optimizer

Sizing voltages : Vmpp (60°C) **35.4 V**  
Voc (-10°C) **51.7 V**

Basic data | Sizes and Technology | Model parameters | Additional Data | Commercial | Graphs

Model  Manufacturer

File name  Data source

Original PVsyst database Prod. Since 2020

Nom. Power  Wp Tol. +/-   %  
(at STC)  
Technology

**Manufacturer specifications or other measurements**

Reference conditions	GRef	<input type="text" value="1000"/>	W/m <sup>2</sup>	TRef	<input type="text" value="25"/>	°C
Short-circuit current	Isc	<input type="text" value="18.440"/>	A	Open circuit Voc	<input type="text" value="47.70"/>	V
Max Power Point	Imp	<input type="text" value="17.470"/>	A	Vmpp	<input type="text" value="39.80"/>	V
Temperature coefficient	muSc	<input type="text" value="9.2"/>	mA/°C	Nb cells in series	<input type="text" value="66"/>	x 2
	or muSc	<input type="text" value="0.050"/>	%/°C			

**Model summary**

**Main parameters**

R shunt **350 Ω**  
Rsh(G=0) **1400 Ω**

**R serie model** **0.14 Ω**  
R serie max. **0.15 Ω**  
R serie apparent **0.24 Ω**

**Model parameters**

Gamma **1.038**  
IoRef **0.03 nA**  
muVoc **-116 mV/°C**  
muPMax fixed **-0.29 /°C**

**Internal model result tool**

Operating conditions	GOper	<input type="text" value="1000"/>	W/m <sup>2</sup>	TOper	<input type="text" value="25"/>	°C
Max Power Point	Pmpp	<input type="text" value="695.3"/>	W	Temper. coeff.	<input type="text" value="-0.29"/>	%/°C
	Current Imp	<input type="text" value="17.54"/>	A	Voltage Vmpp	<input type="text" value="39.6"/>	V
Short-circuit current	Isc	<input type="text" value="18.44"/>	A	Open circuit Voc	<input type="text" value="47.7"/>	V
Efficiency	/ Cells area	<input type="text" value="23.89"/>	%	/ Module area	<input type="text" value="22.38"/>	%

Basic data | Sizes and Technology | Model parameters | Additional Data | Commercial | Graphs

Description **CSI Solar, CS7N-695TB-AG 1500V**

**Module**

Length	<input type="text" value="2384"/>	mm
Width	<input type="text" value="1303"/>	mm
Thickness	<input type="text" value="33.0"/>	mm
Weight	<input type="text" value="37.80"/>	kg
Module area	<input type="text" value="3.106"/>	m <sup>2</sup>

**Cells**

In series	<input type="text" value="66"/>
In parallel	<input type="text" value="2"/>
Size W x H	<input type="text" value="210.0"/> <input type="text" value="105.0"/> mm
Cell area	<input type="text" value="220.5"/> cm <sup>2</sup> <input checked="" type="checkbox"/>
Cells area	<input type="text" value="2.911"/> m <sup>2</sup> <input type="button" value="?"/>

Definition of Module's sizes is mandatory: it is used for the determination of the "usual" efficiency.  
Cells area is facultative: if defined it allows for the definition of the efficiency at cell level.

**Module technology and specificities**

Frame: Anodized aluminium alloy  
Structure: 2 mm tempered  
Connections: JBox+ cable

**Maximum Array Voltage**

Absolute maximum voltage of the Array in any conditions (i.e. Voc at lowest possible ambient temperature).

Maximum voltage IEC  V  
Maximum voltage UL (US)  V

**By-pass protection diodes**

Nb. of submodules  /module

(i.e. functional by-pass diodes)

Submodule partition:

In length  Twin half cells  
 In width  Twin third cells, 5 rows  
 Shingled cells  Twin third cells, 6 rows  
 Other

Tile module  
 CPV: Concentrating module  
 Bifacial module

**Bifacial module**

Bifaciality factor

Ratio between the rear side efficiency at STC and front side nominal efficiency

## ANEXO 5 – Especificações do Inversor - Software PVsyst 8.0.6

**Select the inverter**

Available Now  Output voltage 600 V Tri 50Hz  50 Hz  
 60 Hz

Canadian Solar Inc.  125 kW 860 - 1450 V TL 50/60 Hz CS-125KTL-GI-E Since 2019

Nb. of inverters   Operating voltage: **860-1450 V** Global Inverter's power **105375 kWac**  
 Input maximum voltage: **1500 V**

Main parameters | Efficiency curve | Additional parameters | Output parameters | Sizes and Technology | Commercial data

Model  Manufacturer

File name  Data source   
 Original PVsyst database Prod. Since 2019

**Input side (DC PV field)**

**Minimum MPP Voltage**  V  
 Min. Voltage for PNom  V  
 Maximum Input Current  A  
 Nominal MPP Voltage  V  
**Maximum MPP Voltage**  V  
**Absolute max. PV Voltage**  V  
 Default

**Power Threshold**  W

Contractual specifications, without real physical meaning  Required

Nominal PV Power  kW  
 Maximum PV Power  kW   
 Maximum PV Current  A

**Output side (AC grid)**

Monophased  
 Triphased  
 Biphased

Frequency  50 Hz  
 60 Hz

**Grid voltage**  V  
**Nominal AC Power**  kW  
 Maximum AC Power  kW  
 Nominal AC current  A   
 Maximum AC current  A

**Efficiency**

**Maximum efficiency** **99.06%**  
 Efficiency defined for 3 voltages

## ANEXO 6 – Resultado da Simulação - Software PVsyst 8.0.6

**Design the array**

**Number of modules and strings**

Mod. in series:   between 25 and 29 ?

Nb. strings:   between 6065 and 8327 ?

Overload loss: **0.0 %**

Pnom ratio: **1.00**  ?

**Nb. modules: 151725    Area: 471311 m<sup>2</sup>**

**Operating conditions**

Vmpp (60°C): 885 V

Vmpp (20°C): 1007 V

Voc (-10°C): 1292 V

The array Isc value is greater than the inverter maximum input current (i.e. (i.e. 120.0 A/input)).  
(Info, not significant)

Plane irradiance: **1000 W/m<sup>2</sup>**

Impp (STC): 106025 A

Isc (STC): 111912 A

Isc (at STC): 111912 A

Max. in data     STC

Max. operating power (at 1000 W/m<sup>2</sup> and 50°C): **97820 kW**

**Array nom. Power (STC): 105449 kWp**

### Global system summary

Nb. of modules	151725
Module area	471311 m <sup>2</sup>
Nb. of inverters	843
Nominal PV Power	105449 kWp
Nominal AC Power	105375 kWAC
Pnom ratio	1.001

### Results overview

System kind	No 3D scene defined, no shadings
System Production	<b>188565</b> MWh/yr
Specific production	<b>1788</b> kWh/kWp/yr
Performance Ratio	<b>0.855</b>
Normalized production	<b>4.90</b> kWh/kWp/day
Array losses	<b>0.76</b> kWh/kWp/day
System losses	<b>0.07</b> kWh/kWp/day

**ANEXO 7 – Relatório da Simulação - Software PVsyst 8.0.6**



PVsyst V8.0.6  
 VC0, Simulation date:  
 24/02/25 10:37  
 with V8.0.6

## Project: DISS CORRETO 2

Variant: New simulation variant - 02

### Project summary

Geographical Site	Situation	Project settings	
Cabo de Santo Agostinho (Brazil)	Latitude	Albedo	0.20
Brazil	Longitude		
	Altitude		
	Time zone		
Weather data			
Cabo de Santo Agostinho			
Meteonorm 8.2 (2010-2021), Sat=100% - Synthetic			

### System summary

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings		
Orientation #1	Near Shadings	User's needs	
Fixed plane	no Shadings	Unlimited load (grid)	
Tilt/Azimuth	10 / 0 °		
System information			
PV Array		Inverters	
Nb. of modules	151725 units	Nb. of units	843 units
Pnom total	105.4 MWp	Pnom total	105.4 MWac
		Pnom ratio	1.001

### Results summary

Produced Energy	188.56 GWh/year	Specific production	1788 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	85.52 %
-----------------	-----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
Single-line diagram	7



## Project: DISS CORRETO 2

Variant: New simulation variant - 02

PVsyst V8.0.6  
 VC0, Simulation date:  
 24/02/25 10:37  
 with V8.0.6

## General parameters

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings	
Orientation #1		Models used
Fixed plane	Sheds configuration	Transposition Perez
Tilt/Azimuth	10 / 0 °	No 3D scene defined
		Diffuse Perez, Meteonorm
		Circumsolar separate
Horizon	Near Shadings	User's needs
Free Horizon	no Shadings	Unlimited load (grid)

## PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	CS7N-695TB-AG 1500V	Model	CS-125KTL-GI-E
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	695 Wp	Unit Nom. Power	125 kWac
Number of PV modules	151725 units	Number of inverters	843 units
Nominal (STC)	105.4 MWp	Total power	105375 kWac
Modules	6069 string x 25 In series	Operating voltage	860-1450 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.00
Pmpp	97.82 MWp		
U mpp	915 V		
I mpp	106961 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	105449 kWp	Total power	105375 kWac
Total	151725 modules	Number of inverters	843 units
Module area	471311 m²	Pnom ratio	1.00

## Array losses

Thermal Loss factor		DC wiring losses		Module Quality Loss				
Module temperature according to irradiance		Global array res.	0.14 mΩ	Loss Fraction	-0.4 %			
Uc (const)	20.0 W/m²K	Loss Fraction	1.5 % at STC					
Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s							
Module mismatch losses		Strings Mismatch loss						
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %					
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000



## Project: DISS CORRETO 2

Variant: New simulation variant - 02

PVsyst V8.0.6  
 VCO, Simulation date:  
 24/02/25 10:37  
 with V8.0.6

## Main results

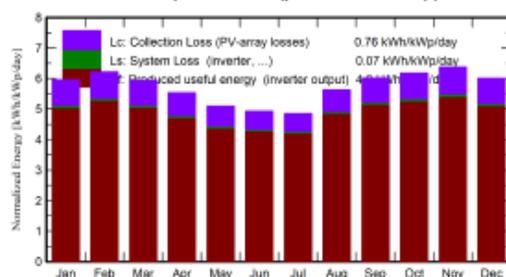
System Production  
 Produced Energy

188.56 GWh/year

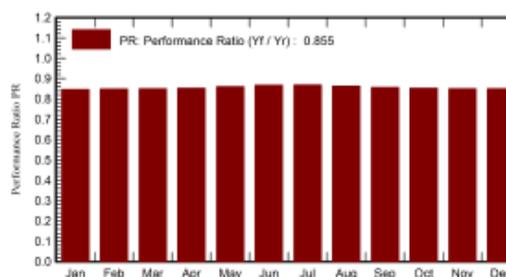
Specific production  
 Perf. Ratio PR

1788 kWh/kWp/year  
 85.52 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



## Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	195.4	74.40	27.86	184.8	180.1	16.77	16.51	0.847
February	179.2	76.89	28.22	174.2	170.3	15.83	15.60	0.849
March	183.6	82.44	28.10	184.4	180.2	16.78	16.55	0.851
April	159.6	69.91	27.19	166.1	162.5	15.15	14.94	0.853
May	147.2	67.38	26.77	158.1	154.4	14.55	14.34	0.860
June	135.9	62.90	25.34	148.2	144.7	13.74	13.55	0.867
July	139.6	69.59	25.11	150.5	146.8	13.98	13.79	0.869
August	164.9	66.77	25.30	174.7	170.9	16.12	15.90	0.863
September	176.2	66.58	25.76	180.5	176.6	16.55	16.31	0.857
October	194.7	78.55	26.94	191.7	187.4	17.50	17.24	0.853
November	201.4	72.50	27.18	191.3	186.4	17.40	17.14	0.850
December	199.1	77.08	27.83	186.5	181.6	16.96	16.71	0.850
Year	2076.9	864.98	26.79	2090.9	2042.1	191.33	188.56	0.855

## Legends

GlobHor Global horizontal irradiation  
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation  
 T\_Amb Ambient Temperature  
 GlobInc Global incident in coll. plane  
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

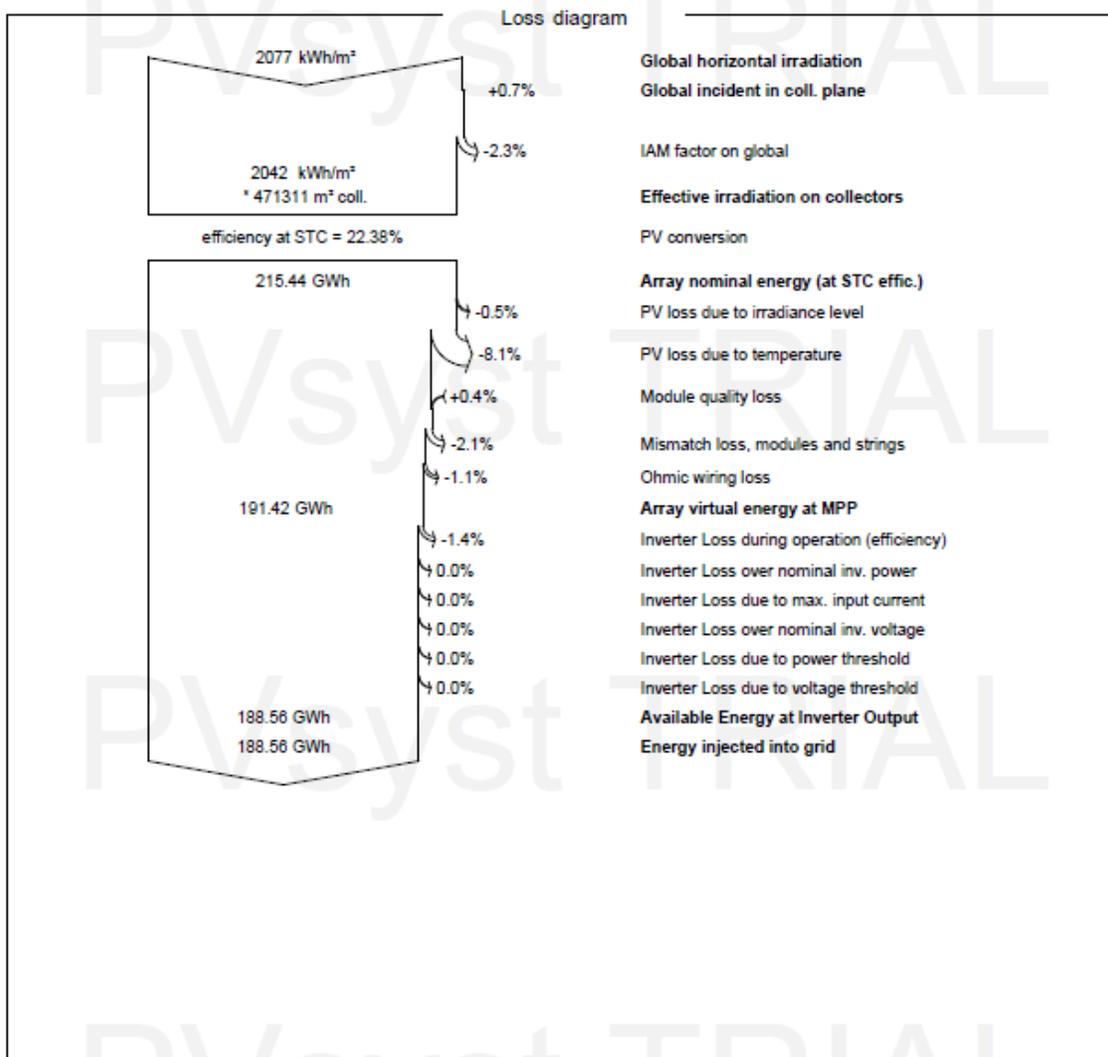
EArray Effective energy at the output of the array  
 E\_Grid Energy injected into grid  
 PR Performance Ratio



Project: DISS CORRETO 2

Variant: New simulation variant - 02

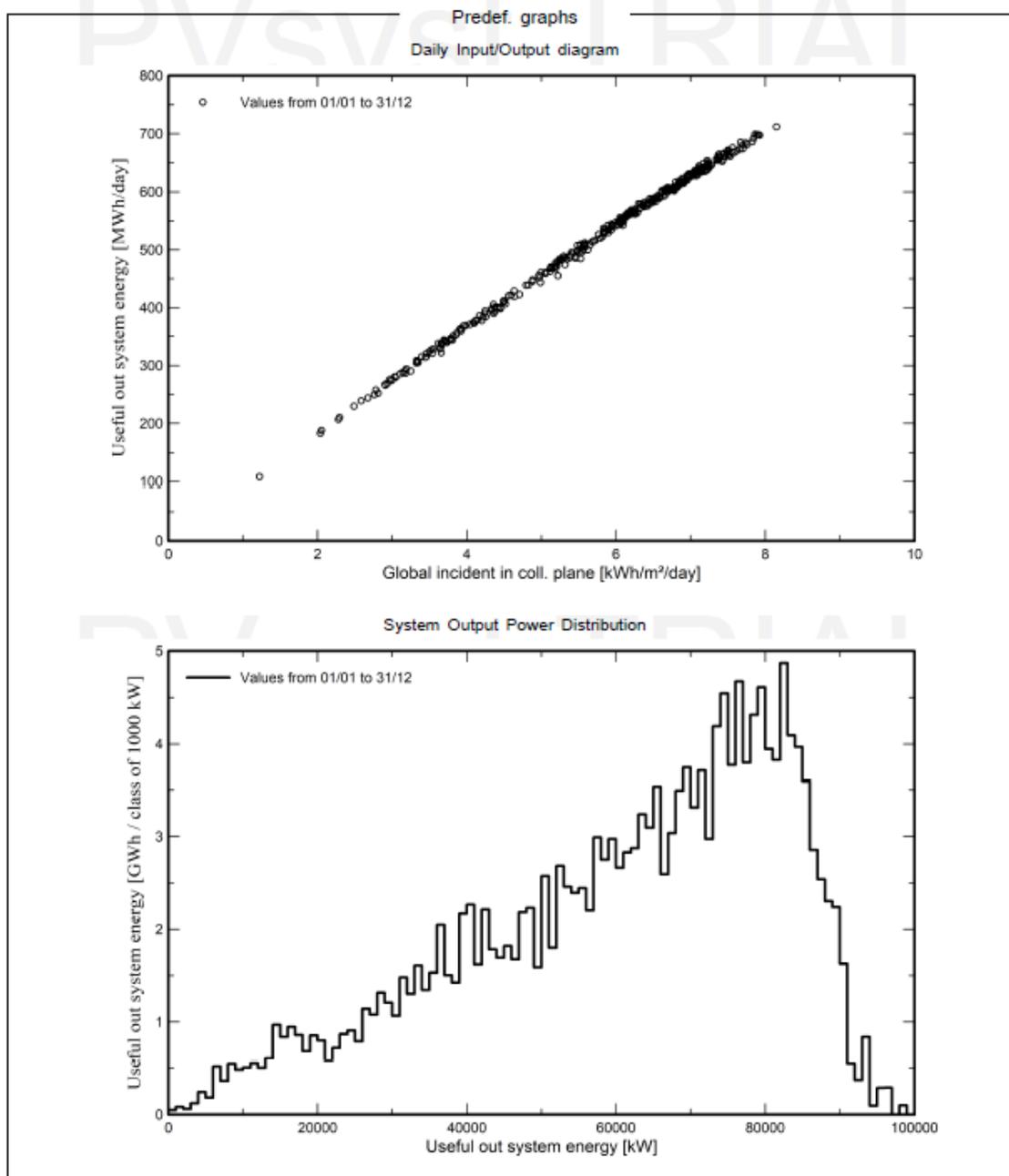
PVsyst V8.0.6  
 VC0, Simulation date:  
 24/02/25 10:37  
 with V8.0.6

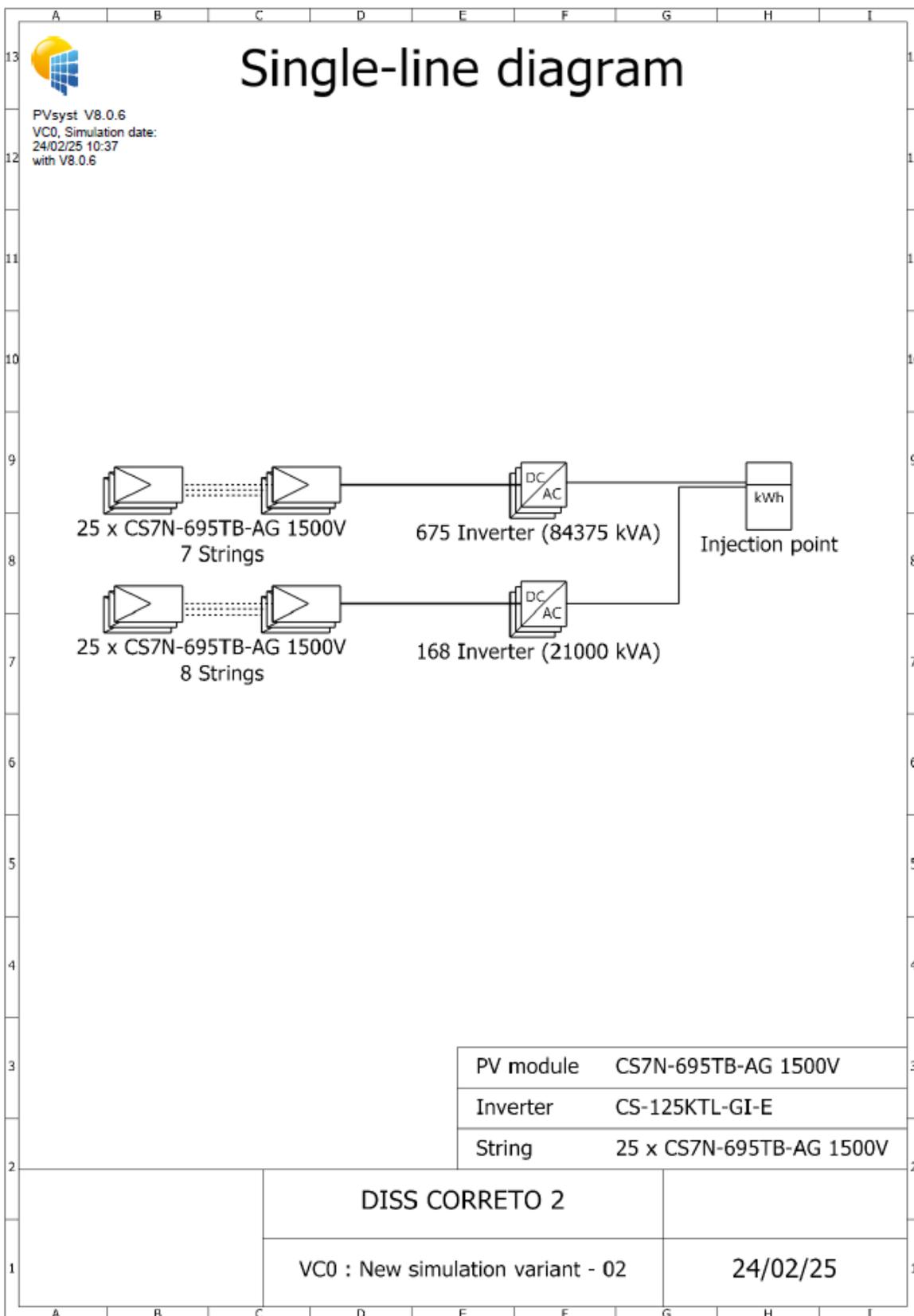




PVsyst V8.0.6  
VC0, Simulation date:  
24/02/25 10:37  
with V8.0.6

Project: DISS CORRETO 2  
Variant: New simulation variant - 02





## ANEXO 8 – VPL e TIR Cenário Base, Cenário Pessimista e Cenário Otimista

Ano		Cenário base		Cenário pessimista		Cenário otimista	
		TIR	VPL	TIR	VPL	TIR	VPL
2025	0		\$ -87.632.325,89		\$ -87.632.325,89		\$ -87.632.325,89
2026	1	-88,03%	\$ -72.144.946,61	-88,03%	\$ -72.144.946,61	-88,03%	\$ -72.144.946,61
2027	2	-58,90%	\$ -63.815.228,21	-59,15%	\$ -63.939.388,19	-58,64%	\$ -63.691.068,23
2028	3	-37,81%	\$ -56.102.525,98	-38,34%	\$ -56.455.462,22	-37,29%	\$ -55.747.290,48
2029	4	-24,09%	\$ -48.961.135,03	-24,83%	\$ -49.630.230,02	-23,36%	\$ -48.283.353,95
2030	5	-14,98%	\$ -42.348.736,00	-15,87%	\$ -43.406.205,37	-14,10%	\$ -41.270.752,89
2031	6	-8,70%	\$ -36.226.144,31	-9,71%	\$ -37.730.884,81	-7,71%	\$ -34.682.636,88
2032	7	-4,23%	\$ -30.557.077,93	-5,32%	\$ -32.556.318,17	-3,15%	\$ -28.493.717,86
2033	8	-0,95%	\$ -25.307.942,39	-2,11%	\$ -27.838.715,91	0,19%	\$ -22.680.181,99
2034	9	1,52%	\$ -20.447.631,70	0,30%	\$ -23.538.090,22	2,71%	\$ -17.219.606,32
2035	10	3,42%	\$ -15.947.344,03	2,15%	\$ -19.617.926,91	4,65%	\$ -12.090.879,95
2036	11	4,90%	\$ -11.780.411,00	3,60%	\$ -16.044.885,44	6,16%	\$ -7.274.129,46
2037	12	6,07%	\$ -7.922.139,68	4,74%	\$ -12.788.524,81	7,36%	\$ -2.750.648,38
2038	13	7,01%	\$ -4.349.666,23	5,66%	\$ -9.821.052,91	8,32%	\$ 1.497.169,47
2039	14	7,78%	\$ -1.041.820,45	6,40%	\$ -7.117.097,52	9,11%	\$ 5.485.892,96
2040	15	8,41%	\$ 2.020.999,72	7,01%	\$ -4.653.496,92	9,75%	\$ 9.231.113,25
2041	16	8,92%	\$ 4.856.944,33	7,51%	\$ -2.409.108,55	10,28%	\$ 12.747.499,97
2042	17	9,36%	\$ 7.482.818,96	7,93%	\$ -364.634,21	10,72%	\$ 16.048.854,39
2043	18	9,72%	\$ 9.914.184,36	8,28%	\$ 1.497.539,82	11,09%	\$ 19.148.159,60
2044	19	10,02%	\$ 12.165.448,62	8,57%	\$ 3.193.488,72	11,41%	\$ 22.057.627,86
2045	20	10,28%	\$ 14.249.952,56	8,82%	\$ 4.737.882,68	11,67%	\$ 24.788.745,35