



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

LUCCA LEMOS COSTA GUERRA

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E FINANCEIRA DE UMA PLANTA DE
PRODUÇÃO DE AMÔNIA VERDE NO ESTADO DO CEARÁ**

FORTALEZA

2023

LUCCA LEMOS COSTA GUERRA

ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E FINANCEIRA DE UMA PLANTA DE
PRODUÇÃO DE AMÔNIA VERDE NO ESTADO DO CEARÁ

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do
Centro de Tecnologia da Universidade Federal
do Ceará, como requisito parcial à obtenção do
grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Fernando Luiz
Marcelo Antunes.

Coorientador: Me. João Henrique Bessa
Gomes.

FORTALEZA

2023

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Sistema de Bibliotecas
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- G963a Guerra, Lucca Lemos Costa.
Análise de viabilidade técnica e financeira de uma planta de produção de amônia verde no estado do Ceará / Lucca Lemos Costa Guerra. – 2023.
172 f. : il. color.
- Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2023.
Orientação: Prof. Dr. Fernando Luiz Marcelo Antunes.
Coorientação: Prof. Me. João Henrique Bessa Gomes.
1. Hidrogênio verde. 2. Amônia verde. 3. Viabilidade financeira. 4. Usina fotovoltaica. 5. Energia renovável. I. Título.

CDD 621.3

LUCCA LEMOS COSTA GUERRA

ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E FINANCEIRA DE UMA PLANTA DE
PRODUÇÃO DE AMÔNIA VERDE NO ESTADO DO CEARÁ

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do
Centro de Tecnologia da Universidade Federal
do Ceará, como requisito parcial à obtenção do
grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em: 07/12/2023.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Fernando Luiz Marcelo
Antunes (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Me. João Henrique Bessa Gomes (Coorientador)
Energ Engenharia

Eng. Davi Mendes Gomes
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Eng. Marília Brilhante Queiroz
Energ Engenharia

Dedico este trabalho a minha família, em especial minha mãe Ana Paula, meu pai Francisco e meu irmão Pedro que sempre estiveram presentes me dando todo o suporte necessário para que eu fosse capaz de conquistar meus sonhos e objetivos.

AGRADECIMENTOS

A Deus por ter me dado resiliência para superar os desafios presentes durante minha formação.

Aos meus pais, Francisco e Ana Paula, e ao meu irmão Pedro por sempre me darem amor e ensinamentos responsáveis pela formação da pessoa que sou hoje.

À T-23 e a todos os meus amigos que conheci no colégio Antares. Em especial, ao Raniere Paulino de Medeiros Filho que me acompanhou durante todo o ensino médio e graduação, tornando o processo mais suportável.

Ao PET Engenharia Elétrica e aos meus veteranos por terem acreditado no meu potencial e me auxiliado no início da minha formação profissional.

Aos PETianos José Eduardo Carvalho de Holanda e Joab de Aquino Gomes, por todos os momentos que compartilhamos na salinha do PET.

Ao Ramo Estudantil, ao Laboratório de Condicionadores de Energia e aos meus colegas de pesquisa Juliana Carvalho de Alencar e Emanuel de Araújo Mota, por nossos trabalhos desenvolvidos.

À Energo Engenharia e todos os seus colaboradores, em especial à Rebeca Dantas, à Marília Brilhante, João Henrique Bessa Gomes e ao Lourembergue Saraiva Junior. por me proporcionarem minha primeira oportunidade de atuar no mercado de trabalho como estagiário e por todo o conhecimento adquirido na instituição.

Ao Prof. René Pastor Torrico Bascopé por todo o conhecimento transmitido como tutor do PET.

Ao Prof. Fernando Luiz Marcelo Antunes por acreditar no trabalho desenvolvido e pelas orientações propostas.

Ao Me. João Henrique Bessa Gomes por todo o suporte e orientação dados durante o desenvolvimento deste trabalho.

Aos meus colegas da disciplina de Microprocessadores, Gabriel Fonseca, Juliana Barreira, Luana Albuquerque, Nicolas Botelho e Ubirani Ramon, pelo papel fundamental de cada um em minha aprovação.

Aos meus amigos que Deus colocou em minha vida, Alysson Ponciano, Arthur Bezerra, Arthur Pedrosa, Caio Nascimento, Davi Mendes, Julia Daher, Juliana Figueiredo, Lívio Martins, Marcos Paulo, Pedro Evaldo, Samuel Gadelha, Thiago Henrique e Wesley Barata, por toda a vivência que tivemos juntos.

"Quando penso que cheguei ao meu limite,
descubro que tenho forças para ir alem."
(Ayrton Senna da Silva)

RESUMO

A transição energética é uma das principais pautas da atualidade do setor elétrico. Nesse contexto, o hidrogênio verde (H2V) é considerado um insumo importante para auxiliar na diminuição da emissão de gases de efeito estufa na atmosfera, uma vez que ele é um elemento que apresenta alto potencial energético. O Brasil, devido à sua matriz elétrica majoritariamente renovável, tem potencial para se tornar referência mundial no mercado de hidrogênio. Assim, no âmbito nacional, o Ceará destaca-se por sua localização geográfica estratégica e por apresentar condições climáticas estáveis que favorecem a geração de energia renovável. Este trabalho apresenta um estudo de viabilidade técnica e financeira de uma usina solar fotovoltaica (UFV) fictícia de 500 MW de potência instalada localizada no município de Umari(CE) e uma planta de produção de amônia verde de 123,2 MW de potência de eletrolisador, a qual será implantada no Porto do Pecém. A compra de energia será feita a partir de um *Power Purchase Agreement* (PPA). Após a definição do local de implantação da UFV, é feita uma simulação da geração para avaliar a energia a ser vendida à planta de hidrogênio. Dessa forma, a energia produzida é o fator limitante na produção do insumo (H₂), uma vez que será determinado o consumo de energia de cada processo da planta proposta (eletrólise, Haber-Bosch, tratamento de água, unidade de separação de ar). **Palavras-chave:** Hidrogênio verde; Amônia verde; Viabilidade financeira; Usina fotovoltaica; Energia renovável.

ABSTRACT

The energy transition has been one of the main topics discussed in the electrical sector. In this view, the green hydrogen is deemed as primary input to support the reduction of carbon dioxide emissions into the atmosphere. Brazil could be one of the most important players on the hydrogen international market due to its renewable energy generation. The state of Ceará stands out as a result of its strategic location and natural resources being suitable for renewable energy generation and transportation world wide. This study shows an economic evaluation of a photovoltaic power plant (500 MW) located in the city of Umari (CE). Also, it details the sizing of a green ammonia production plant (123,2 MW of electrolyzers) and its financial assessment of feasibility. The energy will be purchased via a Power Purchase Agreement (PPA). Once the location for the photovoltaic power plant is defined, it is conducted a simulation via PVsyst in order to evaluate the amount of energy to be sold to the hydrogen plant. In this way, the energy produced is the constraining factor in the resource production (H₂). Therefore, the energy consumption of each process in the proposed plant (electrolysis, Haber-Bosch, water treatment, air separation unit) will be determined.

Keywords: Green hydrogen; Green ammonia; Financial feasibility; Photovoltaic power plant; Renewable energy

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1 – Projeção da capacidade instalada no sistema interligado nacional (SIN). | 24 |
| Figura 2 – Demanda de hidrogênio por aplicação nos anos 2020 e 2050. | 25 |
| Figura 3 – Capacidade instalada por fonte de energia em 2023 | 27 |
| Figura 4 – Comparativo entre as matrizes elétrica brasileira e mundial | 28 |
| Figura 5 – Estrutura organizacional dos agentes do setor elétrico brasileiro | 29 |
| Figura 6 – O Sistema Interligado Nacional – Horizonte 2024 | 31 |
| Figura 7 – Gerald Pearson, Daryl Chapin, Calvin Fuller e a célula solar desenvolvida nos laboratórios da Bell Telephone C. em 1954 | 33 |
| Figura 8 – Módulo fotovoltaico produzido pela Heliodinâmica | 34 |
| Figura 9 – Diagrama de recursos solares | 35 |
| Figura 10 – Média anual de irradiação global horizontal diária no Brasil | 37 |
| Figura 11 – Comparativo de médias mensais de irradiação de alguns países | 38 |
| Figura 12 – Potência Instalada por País (2022) | 40 |
| Figura 13 – Capacidade instalada acumulada (MW) | 41 |
| Figura 14 – Capacidade instalada por estado (GW) | 41 |
| Figura 15 – Crescimento da geração solar fotovoltaica no Brasil (Potência Instalada) | 42 |
| Figura 16 – Crescimento da geração solar fotovoltaica no Brasil (Geração de Energia) | 43 |
| Figura 17 – Evolução de Power Purchase Agreement (PPAs) por ano | 44 |
| Figura 18 – Evolução do fator de capacidade em leilões | 45 |
| Figura 19 – Participação de tecnologias de módulos fotovoltaicos em leilões | 46 |
| Figura 20 – Evolução da potência média dos módulos de diferentes tecnologias | 47 |
| Figura 21 – Evolução da participação de módulos bifaciais em leilões | 48 |
| Figura 22 – Evolução dos inversores em projetos de leilões | 49 |
| Figura 23 – Rotas tecnológicas para produção de hidrogênio | 50 |
| Figura 24 – Eficiências de processos de produção de hidrogênio | 51 |
| Figura 25 – Diagrama Power-To-X do Hidrogênio | 52 |
| Figura 26 – Curva de prioridade para implementação das aplicações de hidrogênio | 53 |
| Figura 27 – Demanda mundial de hidrogênio por setores 2020 - 2030 | 54 |
| Figura 28 – Comparação da demanda global de hidrogênio em cenários governamentais e de emissão zero de carbono até 2050 | 55 |

| | |
|---|----|
| Figura 29 – Tabela de classificação do hidrogênio a partir da emissão de gases de efeito estufa | 56 |
| Figura 30 – Tabela de classificação do hidrogênio a partir da emissão de gases de efeito estufa | 56 |
| Figura 31 – Diagrama do sistema proposto | 58 |
| Figura 32 – Eletrolisador Alcalino | 59 |
| Figura 33 – Eletrolisador PEM e semireações | 60 |
| Figura 34 – Eletrolisador SOE e semireações | 61 |
| Figura 35 – Eixos temáticos que compõem o PNH2 | 62 |
| Figura 36 – Fluxograma do cadastro inicial para certificação de hidrogênio | 64 |
| Figura 37 – Modalidades e classificações da certificação do hidrogênio produzido | 65 |
| Figura 38 – Ilustração do Caso 1.1 | 66 |
| Figura 39 – Ilustração do Caso 1.2 | 66 |
| Figura 40 – Ilustração do Caso 1.3 | 67 |
| Figura 41 – Ilustração do Caso 2 | 67 |
| Figura 42 – Tempo duração de rotas marítimas do Ceará | 69 |
| Figura 43 – Hub de Hidrogênio Verde no CIPP | 71 |
| Figura 44 – Fórmulas estruturais da amônia (NH ₃) | 71 |
| Figura 45 – Fritz Haber (1868-1934) | 72 |
| Figura 46 – Carl Bosch (1874–1940) | 72 |
| Figura 47 – Rotas de produção da amônia verde | 74 |
| Figura 48 – Diagrama de blocos de uma planta de produção de amônia verde | 75 |
| Figura 49 – Geração de hidrogênio via eletrólise para produção de amônia renovável em Cusco, Peru | 75 |
| Figura 50 – Demanda global de amônia entre os anos 1900 e 2020 | 76 |
| Figura 51 – Projeção da demanda por amônia até 2050 | 76 |
| Figura 52 – Produção e usos da amônia | 77 |
| Figura 53 – Aplicação de fertilizantes nitrogenados por região e por produto | 78 |
| Figura 54 – Relação entre TIR e VPL | 80 |
| Figura 55 – Dados geográficos da usina Umari I | 83 |
| Figura 56 – Módulo fotovoltaico CS7N-690TB-AG 1500 V | 87 |
| Figura 57 – Inversor central SG3125HV-20 | 87 |

| | |
|--|-----|
| Figura 58 – Menu inicial do PVsyst | 88 |
| Figura 59 – Bases de dados meteorológicos presentes no PVsyst | 89 |
| Figura 60 – Menu de preenchimento de dados de localização geográfica | 90 |
| Figura 61 – Menu de simulação da variante no PVsyst | 90 |
| Figura 62 – Evolução do CAPEX de usinas solares fotovoltaicas em R\$/kW | 96 |
| Figura 63 – Evolução do OPEX de usinas solares fotovoltaicas em R\$/kW.ano | 96 |
| Figura 64 – Eletrolisador A150 Nel Hydrogen | 101 |
| Figura 65 – Evolução do consumo anual de energia do processo de eletrólise | 103 |
| Figura 66 – Gráfico do fluxo de caixa do projeto | 118 |
| Figura 67 – Gráfico do fluxo de caixa do acionista | 120 |
| Figura 68 – Divisão de gastos de CAPEX | 121 |
| Figura 69 – Divisão de gastos de OPEX | 121 |
| Figura 70 – Matriz de viabilidade da UFV | 124 |
| Figura 71 – Gráfico do fluxo de caixa do projeto da planta de H2V + HB | 127 |
| Figura 72 – Gráfico do fluxo de caixa de projeto do sistema completo | 129 |
| Figura 73 – Gráfico do fluxo de caixa do acionista da planta de H2V + HB | 131 |
| Figura 74 – Gráfico do fluxo de caixa do acionista do sistema completo | 133 |
| Figura 75 – Divisão de gastos da planta de H2V + HB (CAPEX) | 133 |
| Figura 76 – Divisão de gastos da planta de H2V + HB (OPEX) | 134 |
| Figura 77 – Matriz de viabilidade da planta de H2V + HB | 136 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|---|-----|
| Tabela 1 – Valores de albedo por tipo de Solo | 39 |
| Tabela 2 – Parâmetros Geográficos da Usina | 84 |
| Tabela 3 – Parâmetros Elétricos - Usina | 85 |
| Tabela 4 – Parâmetros elétricos do equipamentos utilizados na usina simulada | 86 |
| Tabela 5 – Perdas consideradas na simulação. | 92 |
| Tabela 6 – Períodos de indisponibilidade considerados na simulação. | 92 |
| Tabela 7 – Parâmetros de regimes tributários | 93 |
| Tabela 8 – Valores da TUST para subestação próxima à usina proposta | 94 |
| Tabela 9 – Premissas adotadas para o financiamento do projeto | 98 |
| Tabela 10 – Especificações técnicas do eletrolisador NEL A3880 | 100 |
| Tabela 11 – Visão geral da planta de H2V proposta | 101 |
| Tabela 12 – Resumo das premissas adotadas | 109 |
| Tabela 13 – Preços de investimentos para aquisição e venda de insumos | 110 |
| Tabela 14 – Tabela de preços para uso da infraestrutura da ZPE | 110 |
| Tabela 15 – Premissas financeiras adotadas | 110 |
| Tabela 16 – Resultados de geração da simulação (Parte 1) | 113 |
| Tabela 17 – Resultados de geração da simulação (Parte 2) | 114 |
| Tabela 18 – Resultados do dimensionamento preliminar da planta de H2V + HB | 114 |
| Tabela 19 – Cenários adotados para a análise financeira da UFV | 115 |
| Tabela 20 – Resultados de viabilidade financeira (Cenário Base) | 116 |
| Tabela 21 – Tabela de fluxo de caixa do projeto | 117 |
| Tabela 22 – Tabela de fluxo de caixa do acionista | 119 |
| Tabela 23 – Resultados de viabilidade financeira para cada cenário adotado | 122 |
| Tabela 24 – Cenários considerados para matriz de viabilidade da UFV | 123 |
| Tabela 25 – Cenários adotados para a análise financeira da planta de H2V + HB | 125 |
| Tabela 26 – Resultados de viabilidade financeira da planta de H2V + HB (Cenário Base) | 125 |
| Tabela 27 – Fluxo de caixa do projeto da planta de H2V + HB | 126 |
| Tabela 28 – Fluxo de caixa do projeto do sistema completo | 128 |
| Tabela 29 – Fluxo de caixa do acionista da planta de H2V + HB | 130 |
| Tabela 30 – Fluxo de caixa do acionista do sistema completo | 132 |
| Tabela 31 – Resultados dos cenários adotados da planta de H2V + HB | 135 |

| | |
|---|-----|
| Tabela 32 – Cenários adotados da planta de H2V + HB | 135 |
|---|-----|

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

| | |
|----------|--|
| ABSOLAR | Associação Brasileira de Energia Solar |
| ACL | Ambiente de Contratação Livre |
| ACR | Ambiente de Contratação Regulado |
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| ANP | Agência Nacional de Petróleo |
| AWE | <i>Alkaline Water Electrolysis</i> |
| CAPEX | <i>Capital Expenditure</i> |
| CCEE | Câmara de Comercialização de Energia Elétrica |
| CCUS | <i>Carbon Capture, Utilisation and Storage</i> |
| CIPP S/A | Complexo Industrial e Portuário do Pecém |
| CMSE | Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico |
| CNPE | Conselho Nacional de Política Energética |
| COP21 | 21ª Conferência das Partes |
| EDP | Energias de Portugal |
| EPE | Empresa de Pesquisa Energética |
| FC | Fator de Capacidade |
| FIEC | Federação das Indústrias do Estado do Ceará |
| GC | Geração Centralizada |
| GD | Geração Distribuída |
| GEE | Gases de Efeito Estufa |
| GHI | Irradiação Global Horizontal |
| GN | Gás Natural |
| HB | Haber-Bosch |
| IEA | <i>International Energy Agency</i> |
| IPCC | Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas |
| IRENA | <i>International Renewable Energy Agency</i> |
| LCOA | <i>Levelized Cost of Ammonia</i> |
| LCOE | <i>Levelized Cost of Energy</i> |
| LCOH | <i>Levelized Cost of green Hydrogen</i> |
| MME | Ministério de Minas e Energias |

| | |
|--------|---|
| MMGD | Micro e Minigeração Distribuída |
| MPPT | <i>Maximum Power Point Tracker</i> |
| NZE | <i>Net Zero Emissions</i> |
| ONS | Operador Nacional do Sistema |
| ONU | Organização das Nações Unidas |
| OPEX | <i>Operational Expenditure</i> |
| PCH | Pequena Central Hidrelétrica |
| PDE | Plano Decenal de Expansão da Energia |
| PEM | <i>Proton Exchange Membranes</i> |
| PHBC | Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixo Carbono |
| PPA | <i>Power Purchase Agreement</i> |
| RED II | <i>Renewable Energy Directive II</i> |
| Rio+20 | Conferência das Nações Unidas sobre Desenvolvimento Sustentável |
| SDGS | Objetivos de Desenvolvimento Sustentável |
| SIN | Sistema Interligado Nacional |
| SOE | <i>Solid Oxide Electrolysis</i> |
| TIR | Taxa Interna de Retorno |
| UFC | Universidade Federal do Ceará |
| UFV | Central Geradora Fotovoltaica |
| UNEP | Programa do Meio Ambiente das Nações Unidas |
| UNFCCC | Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima |
| VPL | Valor Presente Líquido |
| WMO | Organização Meteorológica Mundial |
| ZPE | Zona de Processamento de Exportação |

LISTA DE SÍMBOLOS

| | |
|--------------|---|
| H_2 | Hidrogênio |
| $H2V$ | Hidrogênio verde |
| O_2 | Oxigênio |
| NH_3 | Amônia |
| $NH3V$ | Amônia verde |
| FC | Fator de capacidade |
| E | Energia anual produzida |
| P_{AC} | Potência nominal da usina fotovoltaica |
| t | Quantidade de horas em um ano (8760 h) |
| C | Carbono |
| CO | Monóxido de carbono |
| CO_2 | Dióxido de carbono |
| CH_4 | Metano |
| H_2O | Água |
| KOH | Hidróxido de potássio |
| $NaOH$ | Hidróxido de sódio |
| HB | Haber-Bosch |
| N_2 | Nitrogênio |
| FC_t | Fluxo de caixa do t-ésimo período |
| I | Investimento inicial |
| K | Custo do capital |
| t' | índice de tempo |
| PH_2 | Hidrogênio produzido |
| PNH_3 | Amônia produzida |
| $TUST$ | Tarifa de uso do sistema de transmissão |
| $TUST_{Bus}$ | Valor da TUST por barramento imposto pela ANEEL |

| | |
|----------------|--|
| n | Número de meses em um ano |
| $TUST_{IPCA}$ | Valor da TUST ajustado pelo IPCA |
| C_{Loan} | Capital obtido via financiamento |
| J | Juros do financiamento |
| G | Garantia |
| CG | Custo de garantia |
| RB | Receita bruta gerada a partir da venda de energia |
| $E_{R\$}$ | Valor médio da energia no mercado |
| E_{H2V} | Energia necessária para alimentar a planta de hidrogênio verde |
| P_{AWE} | Potência de eletrolisadores alcalinos |
| t_{H2V} | Tempo de operação da planta de H2V |
| $PH2V_C$ | Hidrogênio produzido em um <i>cluster</i> durante um ano |
| TP_{H2V} | Taxa de produção de hidrogênio |
| $RP_{NH3/H2}$ | Razão ideal de produção entre amônia e hidrogênio |
| M_{NH3} | Massa molar da amônia |
| M_{H2} | Massa molar do hidrogênio |
| $RP'_{NH3/H2}$ | Razão de produção entre amônia e hidrogênio com 95% de eficiência |
| $PNH3V$ | Produção anual de amônia verde |
| $PH2V$ | Produção anual de hidrogênio verde |
| η_{HB} | Eficiência da reação de Haber-Bosch |
| ρ_{NH3} | Densidade da amônia |
| E_{HB} | Energia para alimentar o processo de Haber-Bosch |
| $E_{NH3V(t)}$ | Energia para produção de uma tonelada de amônia |
| $N2/H2$ | Razão entre a massa molar de N_2 e H_2 |
| ρ_{H2} | Densidade do hidrogênio |
| ρ_{N2} | Densidade do nitrogênio |
| $PN2(t)$ | Produção anual de nitrogênio |
| E_{N2} | Energia necessária para alimentar o processo de produção de nitrogênio |

| | |
|--------------------------------|--|
| $E_{N_2(t)}$ | Energia necessária para produção de uma tonelada de nitrogênio |
| R_{H_2O/H_2} | Relação de consumo de água da pilha |
| H_2O_{Pura} | Montante de água pura a ser consumida pela planta |
| H_2O_{Reuso} | Montante de água de reuso a ser consumida pela planta |
| $R_{H_2O_{Reuso}/H_2O_{Pura}}$ | Relação de consumo entre água de reuso e água pura por pilha |
| $E_{H_2O_{Tratamento}}$ | Energia total para tratamento de água |
| $E_{H_2O_{reuso}}$ | Energia para tratar um metro cúbico de água de reuso |
| E_{Pump} | Energia para bombeamento de água |
| $E_{H_2O_{Pump}}$ | Energia para bombear um metro cúbico de água de reuso |
| $CAPEX_{HB}$ | Capital para implantação do processo de Haber-Bosch |
| Arr | Valor a ser pago de arrendamento |
| R_{Anual} | Receia anual da usina |

SUMÁRIO

| | | |
|------------------|--|----|
| 1 | INTRODUÇÃO | 23 |
| 1.1 | Justificativa e Motivação | 23 |
| 1.2 | Objetivos | 25 |
| 1.2.1 | <i>Objetivo Geral</i> | 25 |
| 1.2.2 | <i>Objetivos Específicos</i> | 25 |
| 2 | REVISÃO BIBLIOGRÁFICA | 27 |
| 2.1 | Setor Elétrico Brasileiro | 27 |
| 2.1.1 | <i>Matriz Elétrica Brasileira</i> | 27 |
| 2.1.2 | <i>Agentes do Setor Elétrico</i> | 28 |
| 2.1.3 | <i>Sistema Interligado Nacional</i> | 30 |
| 2.1.4 | <i>Diversidade de Fontes de Geração de Energia</i> | 31 |
| 2.2 | Energia Solar Fotovoltaica | 32 |
| 2.2.1 | <i>Histórico da Geração Solar Fotovoltaica no Mundo</i> | 32 |
| 2.2.2 | <i>Histórico da Geração Solar Fotovoltaica no Brasil</i> | 33 |
| 2.2.3 | <i>Insumos Naturais</i> | 35 |
| 2.2.3.1 | <i>Irradiância</i> | 35 |
| 2.2.3.2 | <i>Irradiação</i> | 36 |
| 2.2.3.3 | <i>Irradiação Direta Horizontal</i> | 36 |
| 2.2.3.4 | <i>Irradiação Difusa Horizontal</i> | 36 |
| 2.2.3.5 | <i>Irradiação Global Horizontal</i> | 36 |
| 2.2.3.6 | <i>Albedo</i> | 38 |
| 2.2.4 | <i>Cenário Atual da Geração Solar Fotovoltaica no Brasil</i> | 40 |
| 2.2.4.1 | <i>Potência Instalada e Geração de Energia</i> | 40 |
| 2.2.4.2 | <i>Power Purchase Agreement (PPA)</i> | 43 |
| 2.2.4.3 | <i>Fator de Capacidade</i> | 44 |
| 2.2.4.4 | <i>Equipamentos</i> | 45 |
| 2.2.4.4.1 | <i>Módulos Fotovoltaicos</i> | 45 |
| 2.2.4.4.2 | <i>Inversores</i> | 48 |
| 2.3 | Hidrogênio | 49 |
| 2.3.1 | <i>Métodos para Obtenção de Hidrogênio</i> | 49 |

| | | |
|-----------|--|----|
| 2.3.2 | <i>Power-To-X</i> | 52 |
| 2.3.3 | <i>Demanda de Hidrogênio</i> | 53 |
| 2.3.4 | <i>Classificação do Hidrogênio</i> | 55 |
| 2.3.5 | <i>Hidrogênio Verde</i> | 57 |
| 2.3.5.1 | <i>O que é o Hidrogênio Verde?</i> | 57 |
| 2.3.5.2 | <i>Eletrólise</i> | 57 |
| 2.3.5.3 | <i>Tipos de Eletrolisadores</i> | 58 |
| 2.3.5.3.1 | Eletrolisador Alcalino | 58 |
| 2.3.5.3.2 | Eletrolisador com Membrana de Troca de Prótons (PEM) | 60 |
| 2.3.5.3.3 | Eletrolisador de Óxido Sólido (SOE) | 61 |
| 2.3.6 | <i>Cenário Atual de Hidrogênio no Brasil</i> | 61 |
| 2.3.6.1 | <i>Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2)</i> | 62 |
| 2.3.6.2 | <i>Certificação de Hidrogênio Verde</i> | 63 |
| 2.3.6.2.1 | CASO 1.1: Conectado ao SIN com PPA de Fonte Renovável | 65 |
| 2.3.6.2.2 | CASO 1.2: Conectado ao SIN com Autoprodução de Fonte Renovável | 66 |
| 2.3.6.2.3 | CASO 1.3: Conectado ao SIN com PPA + Autoprodução de Fonte Renovável | 66 |
| 2.3.6.2.4 | CASO 2: Conexão Direta com Autoprodução de Fonte Renovável (<i>Off-Grid</i>) | 67 |
| 2.3.6.3 | <i>Marco Legal do Hidrogênio</i> | 67 |
| 2.3.6.4 | <i>Hidrogênio no Ceará</i> | 68 |
| 2.3.6.4.1 | Complexo Industrial e Portuário do Pecém (CIPP) | 68 |
| 2.3.6.4.2 | Hub de Hidrogênio | 70 |
| 2.4 | <i>Amônia</i> | 71 |
| 2.4.1 | <i>O que é amônia?</i> | 71 |
| 2.4.2 | <i>Reação Haber-Bosch</i> | 72 |
| 2.4.3 | <i>Amônia Verde</i> | 73 |
| 2.4.4 | <i>Cenário Atual de NH3 no Mundo</i> | 75 |
| 2.5 | <i>Avaliação de Investimentos de Capital</i> | 78 |
| 2.5.1 | <i>Valor Presente Líquido (VPL)</i> | 79 |
| 2.5.2 | <i>Taxa Interna de Retorno (TIR)</i> | 79 |
| 2.5.3 | <i>Payback</i> | 79 |
| 2.5.4 | <i>Levelized Cost of Energy (LCOE)</i> | 80 |
| 2.5.5 | <i>Levelized Cost of Hydrogen (LCOH)</i> | 81 |

| | | |
|--------------|---|-----|
| 2.5.6 | <i>Levelized Cost of Ammonia (LCOA)</i> | 81 |
| 3 | METODOLOGIA | 83 |
| 3.1 | Geração Solar Fotovoltaica | 83 |
| 3.1.1 | <i>Parâmetros da Usina</i> | 84 |
| 3.1.1.1 | <i>Parâmetros Geográficos</i> | 84 |
| 3.1.1.2 | <i>Parâmetros de Geração</i> | 84 |
| 3.1.2 | <i>Simulação</i> | 88 |
| 3.1.2.1 | <i>Visão Geral</i> | 88 |
| 3.1.2.2 | <i>Base de Dados Meteorológicos</i> | 89 |
| 3.1.2.3 | <i>Sistema Simulado (Variante)</i> | 90 |
| 3.1.2.3.1 | <i>Orientação do Sistema</i> | 91 |
| 3.1.2.3.2 | <i>Sistema</i> | 91 |
| 3.1.2.3.3 | <i>Perdas</i> | 91 |
| 3.1.3 | <i>Análise de Viabilidade Financeira da UFV</i> | 93 |
| 3.1.3.1 | <i>Tarifas e Inflação</i> | 93 |
| 3.1.3.2 | <i>Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão</i> | 93 |
| 3.1.3.2.1 | <i>Cálculo da TUST</i> | 94 |
| 3.1.3.3 | <i>Estimativa de CAPEX</i> | 95 |
| 3.1.3.4 | <i>Estimativa de OPEX</i> | 96 |
| 3.1.3.5 | <i>Arrendamento do Terreno</i> | 97 |
| 3.1.3.6 | <i>Financiamento</i> | 98 |
| 3.1.3.6.1 | <i>Visão Geral</i> | 98 |
| 3.1.3.6.2 | <i>Cálculo do Financiamento</i> | 99 |
| 3.1.3.7 | <i>Receita</i> | 100 |
| 3.2 | Planta de produção de Hidrogênio Verde + Amônia Verde | 100 |
| 3.2.1 | <i>Dimensionamento da Planta de Hidrogênio Verde</i> | 100 |
| 3.2.2 | <i>Dimensionamento da Planta de Haber-Bosch</i> | 104 |
| 3.2.3 | <i>Dimensionamento da Unidade de Separação de Ar</i> | 105 |
| 3.2.4 | <i>Dimensionamento da Estação de Tratamento de Água</i> | 106 |
| 3.2.5 | <i>Análise de Viabilidade Financeira da Planta de Hidrogênio Verde + Haber-</i> <i>Bosch</i> | 109 |
| 3.2.5.1 | <i>Premissas</i> | 109 |

| | | |
|--------------|--|-----|
| 3.2.5.1.1 | Preço de Insumos | 109 |
| 3.2.5.1.2 | Arrendamento | 110 |
| 3.2.5.1.3 | Tarifas | 110 |
| 3.2.5.2 | <i>Eletrólise</i> | 111 |
| 3.2.5.2.1 | Estimativa de CAPEX | 111 |
| 3.2.5.2.2 | Estimativa de OPEX | 111 |
| 3.2.5.3 | <i>Haber-Bosch</i> | 111 |
| 3.2.5.3.1 | Estimativa de CAPEX | 111 |
| 3.2.5.3.2 | Estimativa de OPEX | 111 |
| 3.2.5.4 | <i>Balance of Plant (BOP Civil + Elétrico)</i> | 112 |
| 4 | RESULTADOS | 113 |
| 4.1 | Simulação da UFV | 113 |
| 4.2 | Dimensionamento da Planta de H2V + HB | 114 |
| 4.3 | Análise Financeira | 115 |
| 4.3.1 | <i>Usina Solar Fotovoltaica</i> | 115 |
| 4.3.1.1 | <i>VPL, TIR, LCOE e Payback</i> | 115 |
| 4.3.1.2 | <i>Fluxo de Caixa do Projeto</i> | 116 |
| 4.3.1.3 | <i>Fluxo de Caixa do Acionista</i> | 118 |
| 4.3.1.4 | <i>Categorização dos Investimentos</i> | 120 |
| 4.3.1.5 | <i>Comparativo com Outros Cenários</i> | 122 |
| 4.3.2 | <i>Planta de H2V + Haber-Bosch</i> | 124 |
| 4.3.2.1 | <i>VPL, TIR, LCOE e Payback</i> | 125 |
| 4.3.2.2 | <i>Fluxo de Caixa do Projeto</i> | 126 |
| 4.3.2.3 | <i>Fluxo de Caixa do Acionista</i> | 129 |
| 4.3.2.4 | <i>Categorização dos Investimentos</i> | 133 |
| 4.3.2.5 | <i>Comparativo com Outros Cenários</i> | 134 |
| 5 | CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS | 138 |
| 5.1 | Trabalhos Futuros | 138 |
| | REFERÊNCIAS | 140 |
| | ANEXO A –RELATÓRIO DE SIMULAÇÃO DO PVSYSY | 149 |
| | ANEXO B –DATASHEET MÓDULO CANADIANSOLAR CS7N-690TB- | |
| | AG | 164 |

| | |
|--|------------|
| ANEXO C –<i>DATASHEET</i> INVERSOR SUNGROW SG3125HV-MV-20 | 169 |
| ANEXO D –USINA SOLAR FOTOVOLTAICA FICTÍCIA DE UMARI | 171 |

1 INTRODUÇÃO

1.1 Justificativa e Motivação

O aquecimento global é uma das principais pautas discutidas na sociedade desde o último século. A partir dos avanços tecnológicos da Primeira Revolução Industrial, iniciada na segunda metade do Século XVII até a primeira metade do Século XIX, a humanidade vem enfrentando consequências mais severas a partir das descobertas feitas desde esse período (EXAME, 2022). Nesse contexto, somente em 1896 que a primeira publicação referente à mudança climática foi realizada, demonstrando que a temperatura da atmosfera é diretamente proporcional à concentração de ácido carbônico (produto da reação de dióxido de carbono e água) na atmosfera (ARRHENIUS, 1896). Reiterando os resultados de Arrhenius, uma pesquisa foi conduzida em 1938, na qual foi demonstrada a relação entre o aquecimento global e a produção artificial de carbono (CALLENDAR, 1938).

Foi somente na década de 1980 que as discussões acerca do aquecimento global passaram a acontecer de forma recorrente. Nesse contexto, pode-se citar a criação do Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (IPCC). O IPCC foi criado em 1988 pela Organização Meteorológica Mundial (WMO) e pelo Programa do Meio Ambiente das Nações Unidas (UNEP), visando à promoção de informações técnico-científicas que podem ser utilizadas para desenvolver políticas climáticas.

Na atualidade, a mudança climática é um dos principais pontos de alerta da humanidade, estando presente nos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (SDGS) da Organização das Nações Unidas (ONU) (ONU, 2023), os quais são objetivos criados na Conferência das Nações Unidas sobre Desenvolvimento Sustentável (Rio+20) em 2012 (ESCOLA, 2023b). O intuito desses consiste na promoção de um mundo mais sustentável nos aspectos social e ecológico, a partir de metas a serem batidas até 2030.

Outro marco importante que ocorreu em 2015 foi o Acordo de Paris, o qual foi concretizado durante a 21ª Conferência das Partes (COP21) da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima (UNFCCC). O Acordo de Paris foi aprovado pelos 195 países presentes no UNFCCC. Uma das principais metas estipuladas no Acordo de Paris foi o objetivo de as nações promoverem ações em conjunto para que a temperatura média na Terra não ultrapasse o aumento de 1,5 °C em relação a níveis pré-industriais (MMA, 2023).

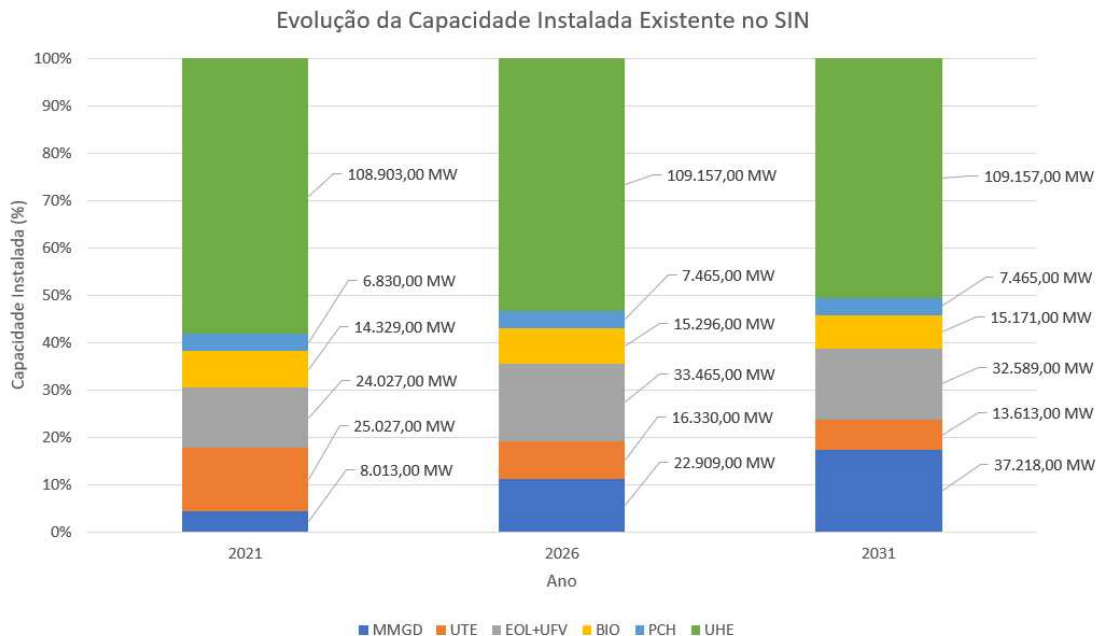
Dessa forma, a descarbonização é uma solução a ser implementada pela humanidade,

para que as metas supracitadas possam ser batidas. Em um panorama mais recente, o hidrogênio (H_2) apareceu nas discussões como agente para a descarbonização em setores chaves (i.e., transporte, construção civil, geração de energia), substituindo fontes poluentes, como o Gás Natural (GN) e o carvão. O uso do H_2 pode estar presente na produção de amônia, de metanol, de aço, entre outros (EPBR, 2023).

A escolha do hidrogênio como agente principal para a descarbonização no mundo se dá por sua prevalência em diversas cadeias produtivas (IEA, 2023c). Além disso, é possível produzi-lo a partir de métodos que não emitam Gases de Efeito Estufa (GEE), via eletrólise da água (quebra da molécula da água em H_2 e O_2 a partir da eletricidade) (DAVY, 1807). Assim, quando esse processo é alimentado por fontes de energia renovável (i.e., eólio-elétrica; solar fotovoltaica), seu produto será classificado como hidrogênio verde (H_2V) (AHK-RJ, 2021).

Com relação ao contexto nacional, o Brasil é o país ideal para a implementação de uma cadeia de produção de hidrogênio verde, devido à matriz energética majoritariamente renovável (EPE, 2022b), como é destacada na Figura 1. Ademais, segundo estudos realizados para Empresa de Pesquisa Energética (EPE), há uma projeção otimista acerca do crescimento da geração de energia a partir de fontes renováveis no Brasil.

Figura 1 – Projeção da capacidade instalada no sistema interligado nacional (SIN).

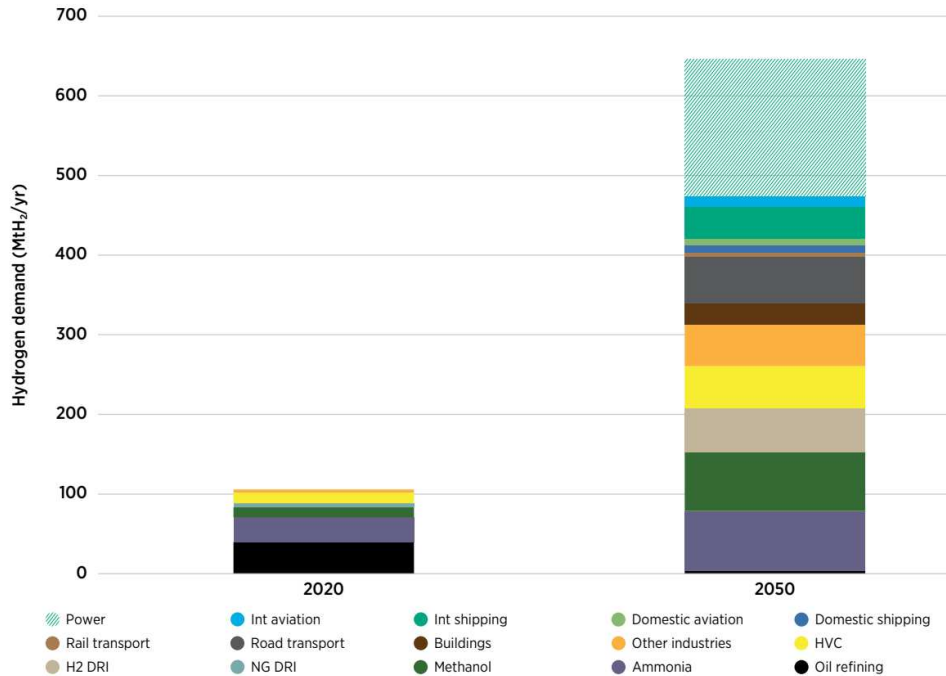


Fonte: Autor, adaptado de (EPE, 2021e)

Além disso, segundo estudos conduzidos pela *International Renewable Energy Agency* (IRENA), há uma crescente demanda por hidrogênio, como pode ser visto no na Figura

2. Para que essa demanda possa ser atingida, faz-se necessário aproveitar os recursos energéticos de forma eficiente.

Figura 2 – Demanda de hidrogênio por aplicação nos anos 2020 e 2050.



Fonte: (IRENA, 2022b)

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo Geral

O objetivo do trabalho é realizar um estudo de viabilidade técnica e financeira de uma usina solar fotovoltaica e de uma planta de produção de amônia verde localizadas estado do Ceará.

1.2.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- Simular a geração solar fotovoltaica de energia elétrica via *software* PVsyst;
- Dimensionar a capacidade de produção de uma planta de produção de hidrogênio verde;
- Dimensionar a planta de Haber-Bosch para produção de amônia verde;
- Estimar a energia necessária para alimentar a planta de Hidrogênio verde e de Haber-Bosch;

- Apresentar a metodologia utilizada para o dimensionamento da planta de produção de hidrogênio e de Haber-Bosch; e
- Dimensionar demais processos da planta (i.e., estação de tratamento de água e unidade de separação do ar (ASU)).

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo serão abordados conceitos referentes ao panorama atual da matriz elétrica brasileira e do estado do Ceará. Também será discutido a teoria por trás do aproveitamento de recurso solar. Por fim, será feita uma explanação sobre os conceitos teóricos relacionados ao contexto histórico do hidrogênio, suas classificações e o dimensionamento de uma planta de produção de amônia verde.

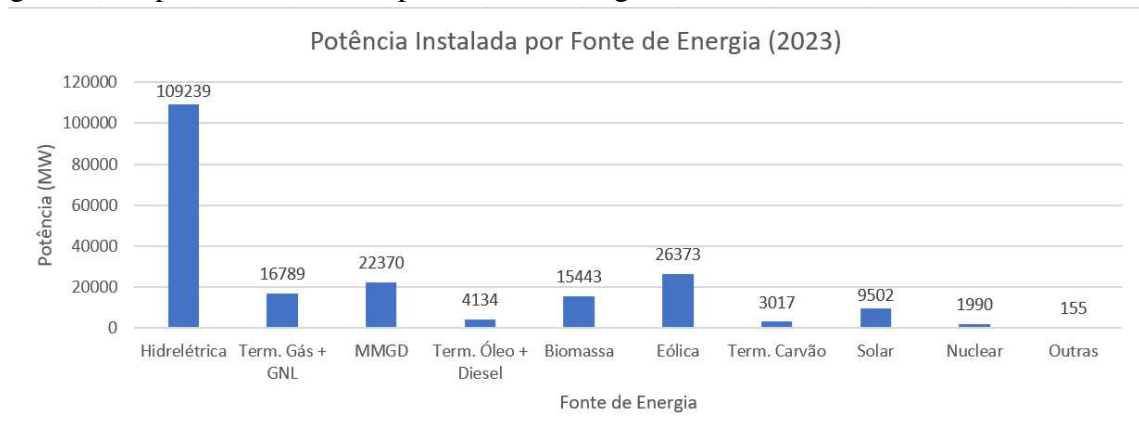
2.1 Setor Elétrico Brasileiro

2.1.1 Matriz Elétrica Brasileira

Define-se matriz elétrica como o conjunto de fontes disponíveis para a geração de energia elétrica que visa a suprir a demanda de energia de um determinado país ou região (EPE, 2022a).

A matriz elétrica nacional se destaca internacionalmente como um modelo de aproveitamento de recursos renováveis. Isso se dá, pois a geração de energia em território nacional é majoritariamente proveniente de fontes renováveis, como pode ser visto na Figura 3 (EPE, 2022a).

Figura 3 – Capacidade instalada por fonte de energia em 2023



Fonte: Autor, adaptado de (ONS, 2023a)

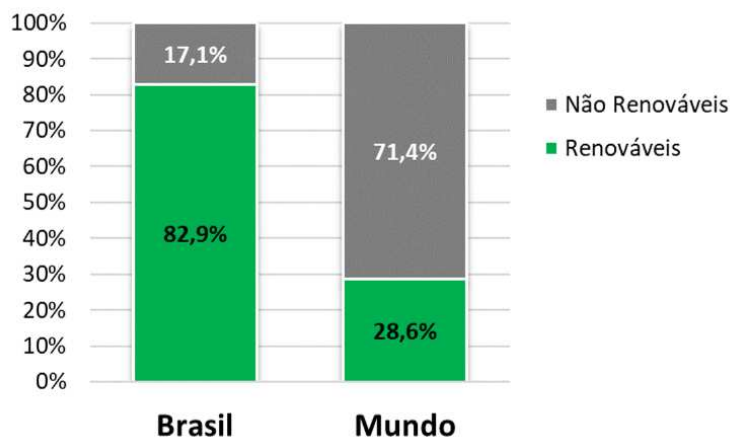
A Figura 3 destaca que a geração hídrica é a principal fonte de energia presente no Sistema Interligado Nacional (SIN), a qual é responsável por cerca de 52% da potência instalada brasileira. As demais fontes de energia renováveis totalizam, aproximadamente, 35% da potência

total onde 13%, 11% e 5% são referentes à geração eólica; Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) e solar, respectivamente.

Além de a maior parte da geração de energia em território nacional ser originada de recursos que não produzem GEE, como é mostrado na Figura 1, há uma projeção de evolução positiva da energia produzida, tendo em vista que, projeta-se redução na representatividade fontes poluentes na matriz elétrica (i.e., termelétrica). As fontes renováveis têm potência instalada em torno de 109239 MW, 22370 MW, 26373 MW e 9502 MW, provenientes de usinas hidráulicas, MMGD, eólica e solar, respectivamente (ONS, 2023a).

Na Figura 4, pode-se verificar, em escala percentual, que o Brasil gera, aproximadamente, três vezes mais energia a partir de fontes renováveis quando comparado com a matriz energética mundial. A média brasileira é 82,9%, ao passo que o percentual internacional é de 28,6%.

Figura 4 – Comparativo entre as matrizes elétrica brasileira e mundial

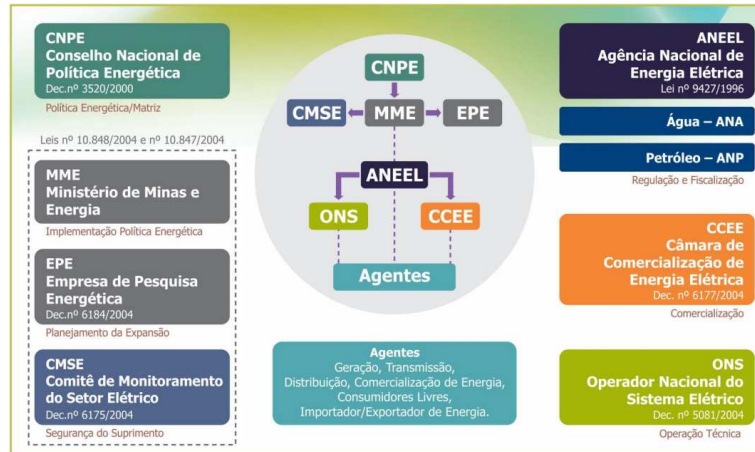


Fonte: (EPE, 2022a)

2.1.2 Agentes do Setor Elétrico

Para haver a manutenção do setor elétrico, faz-se necessária a atuação de diversos agentes em instâncias e papéis distintos para que haja um equilíbrio na execução dos processos. Nesse contexto, a Figura 5 ilustra a estrutura organizacional dos agentes do setor elétrico brasileiro.

Figura 5 – Estrutura organizacional dos agentes do setor elétrico brasileiro



Fonte: (ABRATE, 2018)

- **Conselho Nacional de Política Energética (CNPE):** Consiste no órgão responsável por prover o suporte necessário à presidência da república, visando à elaboração de políticas e diretrizes de energia. O presidente do conselho é o Ministro de Minas e Energia. (MME, 2023)
- **Ministério de Minas e Energias (MME):** Fundado em 1960, o ministério é uma instituição cuja responsabilidade consiste principalmente em elaborar, planejar e implementar políticas públicas nas áreas de petróleo, combustíveis e energia elétrica; aproveitamento de recursos energéticos; mineração e metalurgia. (MEGAWHAT, 2023)
- **Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE):** Comitê criado em 2004, por meio da Lei nº 10.848, com o objetivo de acompanhar e avaliar o suprimento de energia elétrica em território nacional. Ele é composto por quatro representantes do MME e pelos titulares da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), da Agência Nacional de Petróleo (ANP), da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) (CMSE, 2023).
- **Empresa de Pesquisa Energetica (EPE):** A EPE, em geral, consiste em uma empresa pública federal vinculada ao MME. Ela é responsável por conduzir estudos e pesquisas que subsidiam o planejamento do setor energético brasileiro (EPE, 2023b).
- **Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL):** Criada em 1997, por meio da Lei nº 9.427/1996, a ANEEL é uma autarquia responsável por regular e fiscalizar as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica (ANEEL, 2023a).

- **Operador Nacional do Sistema (ONS):** O ONS é um órgão criado em 1998 a partir da Lei nº 9.648. Tem como objetivo coordenar e controlar a operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN (ONS, 2023d).
- **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE):** Originalmente nomeada Asmae, a CCEE é um órgão regulado e fiscalizado pela ANEEL, cuja responsabilidade consiste em viabilizar a comercialização de energia elétrica no Brasil (CCEE, 2023b).

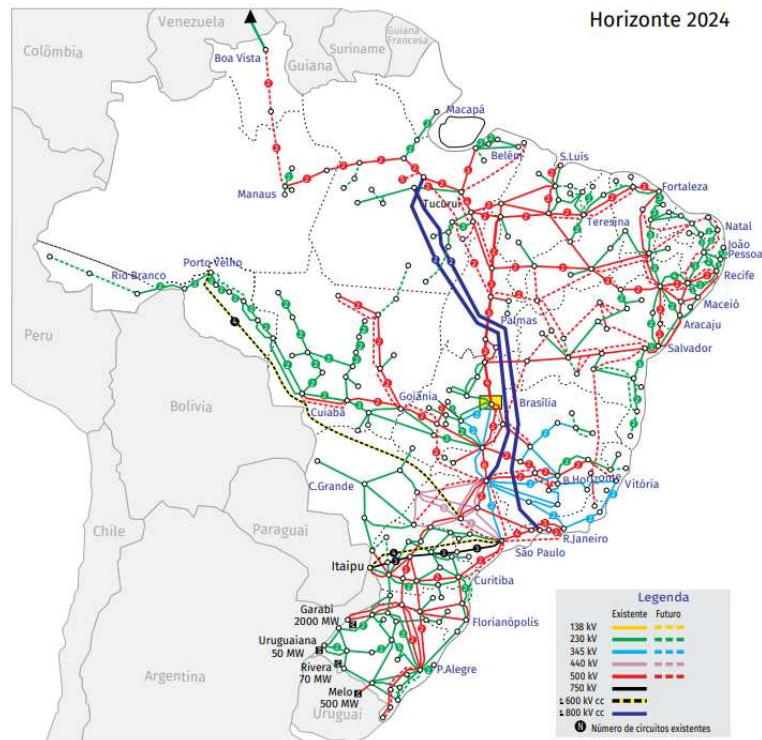
2.1.3 Sistema Interligado Nacional

O Sistema Interligado Nacional (SIN) consiste no conjunto de usinas, linhas de transmissão, subestações e redes de distribuição, fornecendo energia para grande parte do território brasileiro (regiões sul; sudeste; centro-oeste; nordeste e boa parte da região norte) (ONS, 2023b).

O sistema é gerenciado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e há uma divisão do SIN em quatro subsistemas: Sudeste/Centro-Oeste, Norte, Nordeste e Sul (ONS, 2023b) (ONS, 2023d).

Além de sua operação, é imprescindível que haja um planejamento para expandir o sistema, conforme houver aumento na demanda por energia. Assim, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é a responsável por conduzir estudos que definem planos de expansão, como o Plano Decenal de Expansão da Energia (PDE) (EPE, 2023b). A Figura 6 demonstra a estrutura simplificada do sistema que engloba a geração, transmissão e distribuição de energia no Brasil, tomando como base o horizonte de 2024.

Figura 6 – O Sistema Interligado Nacional – Horizonte 2024



Fonte: (ONS, 2020)

2.1.4 Diversidade de Fontes de Geração de Energia

Devido a sua extensão territorial, o Brasil é um país que possui uma variedade de biomas (Amazônia, Caatinga, Cerrado, Mata Atlântica, Pampa e Pantanal) (MMA, 2022).

Além disso, juntamente com a vasta gama de biomas, o Brasil é um país que apresenta variações climáticas entre suas regiões. Os principais climas classificados são: equatorial, tropical, semiárido, tropical de altitude, tropical atlântico e subtropical (BRITANNICA, 2023).

Intrinsecamente relacionada à diversidade de fontes de geração energética, a segurança no fornecimento de energia é um aspecto fundamental a se considerar em qualquer infraestrutura responsável pela geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Isso se dá, pois o acesso à energia é um fator vital para o bom funcionamento da sociedade moderna (IEA, 2023a).

Nesse contexto, uma das principais dificuldades encontradas em países que estão renovando sua matriz elétrica, reduzindo o percentual de geração a partir de fontes poluentes, consiste em os recursos hídrico, eólico e solar serem intermitentes (ENERGIA, 2022). Além disso, usinas de biomassa, apesar de apresentarem baixas emissões de carbono, geram impactos negativos ao meio ambiente, como desmatamento e degradação do solo (EUBIA, 2023).

2.2 Energia Solar Fotovoltaica

As fontes energéticas podem ser classificadas como fontes primárias e secundárias. As fontes primárias são aqueles insumos os quais podem ser utilizados de forma direta na conversão em eletricidade (i.e., energia hidráulica, eólica, solar, gás natural). Por outro lado, os recursos secundários são o resultado de um processo de transformação, a partir da qual é utilizado para a produção de eletricidade (i.e., óleo diesel, óleo combustível, gasolina) (ENERGÊS, 2020a).

Além disso, outra categorização que pode ser utilizada sobre os recursos energéticos está atrelado ao insumo ser exaurível ou não. Nesse contexto, uma fonte de energia é não renovável quando sua velocidade de reposição natural é inferior à taxa de consumo pela humanidade (i.e., carvão mineral, petróleo, gás natural). Desse modo, quando um insumo apresenta característica de utilização infinita, ele pode ser categorizado como recurso renovável (i.e., movimento da água/ondas, vento, solar).

2.2.1 *Histórico da Geração Solar Fotovoltaica no Mundo*

O marco inicial de tecnologias referentes à geração solar fotovoltaica teve início durante a Revolução Industrial (Século VXII e Século XIX), na qual o físico francês Alexandre Edmond Becquerel demonstrou, em 1839, a capacidade de converter a luz proveniente do sol em eletricidade a partir do efeito fotovoltaico. Nesse contexto, observou-se uma pequena diferença de potencial ao mergulhar placas metálicas (de platina ou prata) em um eletrólito e, em seguida, expô-las à luz (BECQUEREL, 1839).

O primeiro registro de um conjunto de módulos fotovoltaicos instalados em um telhado foi feito somente em 1883, pelo inventor americano Charles Fritts (FRITTS, 1883). Sua descoberta consistiu em cobrir uma fina camada de selênio com uma camada extremamente fina de ouro, produzindo uma corrente baixa. A eficiência do equipamento produzido era de aproximadamente 1%.

Entretanto, só foi possível compreender todo o processo de produção de energia elétrica a partir da luz do sol com a publicação da pesquisa de Albert Einstein acerca do efeito fotoelétrico (EINSTEIN, 1905).

O próximo marco na história da evolução da geração solar fotovoltaica consiste na criação de um processo de dopagem do silício, processo o qual consiste na adição de impurezas químicas a um elemento semiconductor para promover uma melhor condução de eletricidade

(INFOESCOLA, 2023). O processo foi desenvolvido em 1954 por Calvin Fuller (químico), Gerald Pearson (físico) e Daryl Chapin (engenheiro) (CHAPIN *et al.*, 1954), categorizando o início a era moderna da história da energia solar.

Figura 7 – Gerald Pearson, Daryl Chapin, Calvin Fuller e a célula solar desenvolvida nos laboratórios da Bell Telephone C. em 1954



Fonte: (AMBIENTEBRASIL, 2023)

Em 1955 que a primeira célula solar de silício foi instalada para alimentar uma rede de telefonia localizada em Americus na Geórgia (EUA) (AMBIENTEBRASIL, 2023).

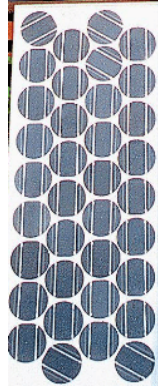
Foi apenas durante a década de 1970 que a energia solar fotovoltaica passou a ter maior importância (ENERGÊS, 2023). Isso se deu, em geral, devido ao aumento no preço dos combustíveis fósseis, o qual foi consequência da criação da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), organização responsável pela unificação o preço do petróleo e, desse modo, promoção de um cartel internacional. O período supracitado ficou conhecido como a Crise do Petróleo (ESCOLA, 2023a).

2.2.2 Histórico da Geração Solar Fotovoltaica no Brasil

No Brasil o principal nome no cenário da geração solar fotovoltaica é o do físico polonês Bruno Topel. Em 1980, ele fundou a empresa Heliodinâmica, a qual se especializava na fabricação dos módulos fotovoltaicos. O diferencial exigido por ele era que toda a linha de

produção fosse realizada em território nacional, desde as células até a montagem (ENERGÊS, 2023).

Figura 8 – Módulo fotovoltaico produzido pela Heliodinâmica



Fonte: (ENERGÊS, 2023)

Outro marco relevante para a história da energia solar fotovoltaica no Brasil ocorreu em 2012, a partir da regularização da geração distribuída no país, por meio da Resolução Normativa N° 482/2012. A resolução entrou em vigor em 2013 e definia os limites de potência instalada para a micro e minigeração distribuída, sendo, respectivamente, até 100 kW e de 100 kW até 1MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada (ANEEL, 2012).

Em 2014, iniciou-se o primeiro processo de revisão da resolução vigente na época. A reformulação da REN N° 482/2012 foi concluída em 2015, estabelecendo a Resolução Normativa N° 687/2015. Os empreendimentos enquadrados como microgeração distribuída passaram a ser consideradas com potência instalada de até 75 kW. Ademais, com relação à minigeração, as limitações foram reajustadas para usinas com potência de até 3 MW para Pequena Central Hidrelétrica (PCH) e 5 MW para cogeração qualificada ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica (ANEEL, 2015).

Em 2017, a Resolução Normativa N° 786/2017 foi responsável por alterar o limite para usinas se enquadrarem como minigeração distribuída. O limite estabelecido foi de 5 MW de potência instalada para qualquer fonte de geração de energia renovável (ANEEL, 2017).

Entretanto, apesar de todas essas resoluções estabelecidas e revisadas até o momento, a geração distribuída não havia uma legislação responsável por trazer um respaldo legal. Nessa conjuntura, a Lei N° 14.300/2022, popularmente conhecida como "Marco Legal da Geração Distribuída", entrou em vigor em 2023 e passou a ser responsável por alterar novamente os limites

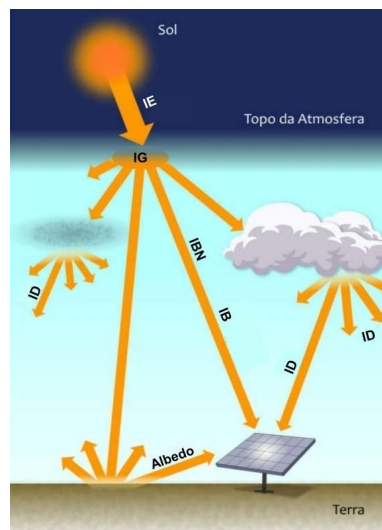
da minigeração. Usinas cuja potência instalada for maior que 75 kW e menor ou igual a 5 MW (cinco megawatts) para as fontes despacháveis (fontes que podem ter sua geração controlada e programada para atender à demanda energética em determinado momento, como as hidrelétricas). Outrossim, para fontes não despacháveis (fontes de geração de energia intermitente, eólio-elétrica e solar fotovoltaica, por exemplo), o limite estabelecido é de e menor ou igual a 3 MW (ANEEL, 2022).

2.2.3 Insumos Naturais

O Brasil é um dos países referência acerca de geração de energia renovável. De 2021 para 2022, o país apresentou um crescimento de aproximadamente 11 GW de potência instalada de fonte solar fotovoltaica (geração distribuída e centralizada) (IEA, 2023f).

A Figura 9 ilustra os tipos de irradiação que podem incidir em uma superfície.

Figura 9 – Diagrama de recursos solares



Fonte: (CALÇA *et al.*, 2019)

2.2.3.1 Irradiância

A irradiância, em geral, corresponde ao fluxo instantâneo de energia originado do sol sob uma dada área (W/m^2) (ENERGÊS, 2020b).

2.2.3.2 *Irradiação*

A irradiação é a quantidade de energia radiante que incide em uma superfície durante um dado intervalo de tempo, por unidade de área. Ela é irradiância em um período de tempo (ENERGÊS, 2020b).

2.2.3.3 *Irradiação Direta Horizontal*

Diferentemente da irradiância, a irradiação direta horizontal é a energia gerada a partir da incidência direta do feixe solar em uma superfície horizontal (RUIZ, 2021).

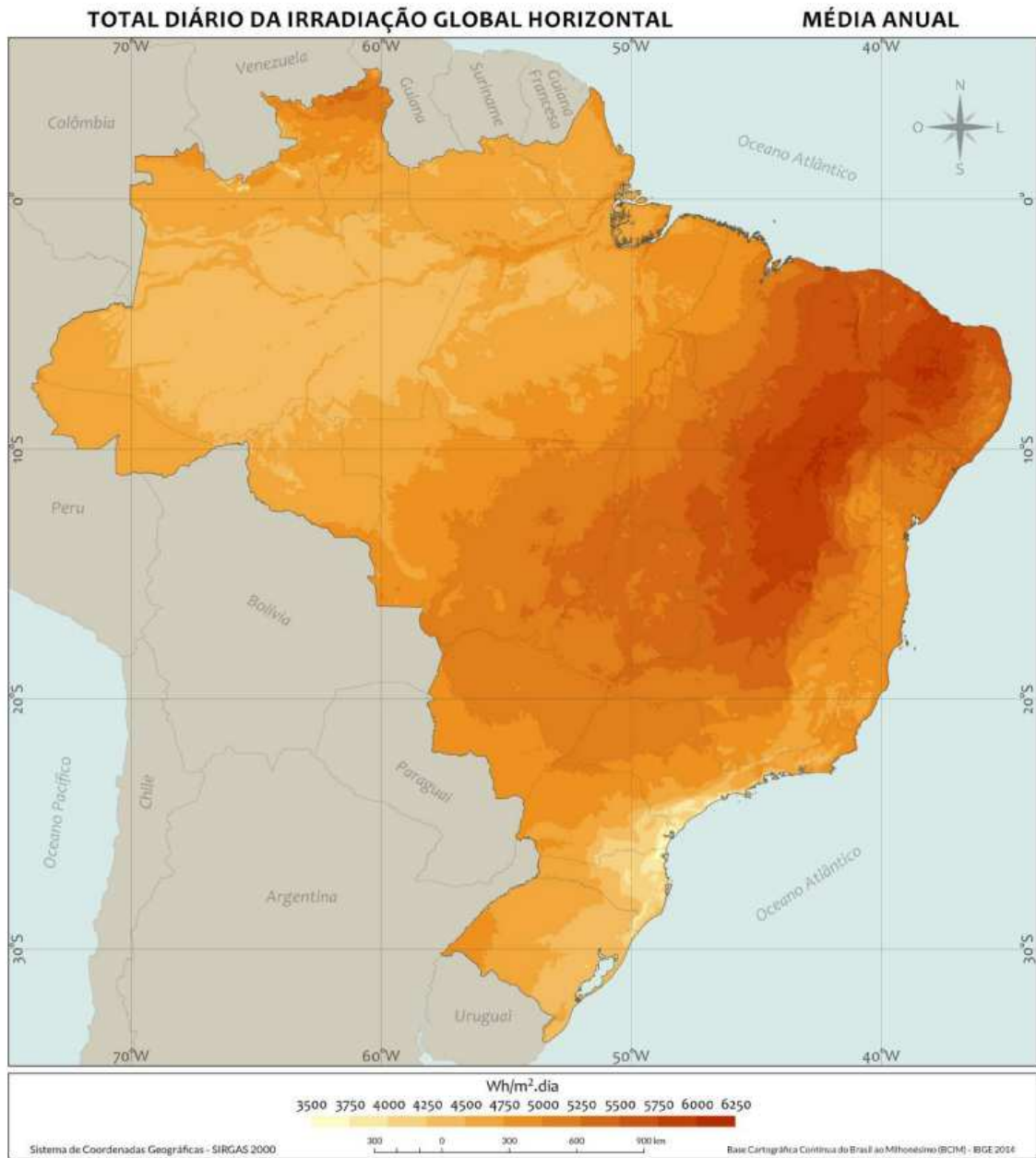
2.2.3.4 *Irradiação Difusa Horizontal*

Diferentemente da irradiância, a irradiação direta horizontal é a energia proveniente da dispersão do feixe solar incidido em uma superfície horizontal. Esse espalhamento ocorre devido à presença de elementos presentes na atmosfera (i.e., partículas, nuvens, moléculas) (RUIZ, 2021).

2.2.3.5 *Irradiação Global Horizontal*

A Figura 10 mostra a Irradiação Global Horizontal (GHI), a qual consiste na energia total por unidade de área incidente em uma dada superfície horizontal durante um determinado intervalo de tempo (ENERGÊS, 2020b).

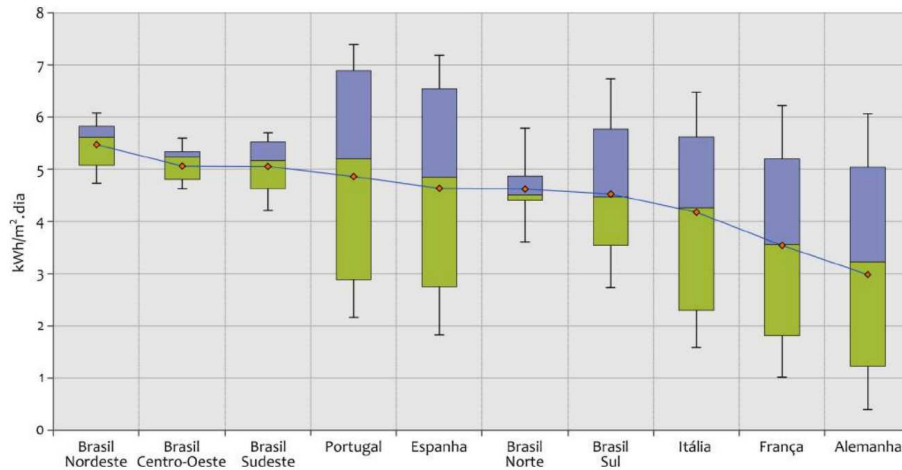
Figura 10 – Média anual de irradiação global horizontal diária no Brasil



Fonte: (INPE, 2017)

A Figura 11 ilustra a média de irradiação brasileira comparada a outros países. Conclui-se que as melhores região do país para geração solar fotovoltaica são o Nordeste, o Centro-Oeste e o Sudeste, respectivamente. Tais áreas apresentam índices superiores a países da Europa.

Figura 11 – Comparativo de médias mensais de irradiação de alguns países



Fonte: (INPE, 2017)

2.2.3.6 Albedo

O albedo é o percentual dos raios incidentes do sol refletidos no solo ou em algum objeto. Tal parâmetro pode variar a depender do solo analisado. Geralmente, superfícies com neve apresentam índices percentuais elevados. Por outro lado, terrenos com coberturas vegetais e oceanos possuem percentuais de reflexão baixos (IPAM, 2023).

Para uma Central Geradora Fotovoltaica (UFV), o albedo é uma característica de extrema importância quando são utilizados módulos bifaciais, pois isso contribui para uma maior geração de energia pelo empreendimento, uma vez que os raios refletidos incidirão nas células do painel.

A Tabela 1 contém alguns valores referentes ao percentual de albedo a depender do solo analisado.

Tabela 1 – Valores de albedo por tipo de Solo

| Valores de Albedo por Tipo de Solo | |
|---|-------------------|
| Tipos de Solo | Albedo (%) |
| Florestas | 0,05 a 0,20 |
| Asfalto seco | 0,09 a 0,15 |
| Vegetação rasteira e cultivo | 0,10 a 0,25 |
| Ambiente urbano | 0,14 a 0,22 |
| Vegetação seca | 0,15 a 0,25 |
| Solos argilosos secos | 0,15 a 0,35 |
| Cimento / betão | 0,16 |
| Asfalto úmido | 0,18 |
| Areia | 0,20 a 0,40 |
| Vegetação rasteira | 0,23 |
| Cimento / Betão | 0,25 a 0,35 |
| Solos arenosos e áridos | 0,25 a 0,45 |
| Vegetação úmida | 0,26 |
| Gravilha de tons claros | 0,27 |
| Granito | 0,30 a 0,35 |
| Tijolo vermelho | 0,33 |
| Aço galvanizado | 0,35 |
| Camada fina de neve | 0,55 a 0,75 |
| Chapa metálica branca | 0,56 |
| Cimento pintado de branco | 0,60 a 0,80 |
| Filme de isolamento cinzento | 0,62 |
| Cobre | 0,74 |
| Filme de isolamento branco | >0,80 |
| Camada espessa de neve | 0,82 |
| Alumínio | 0,85 |

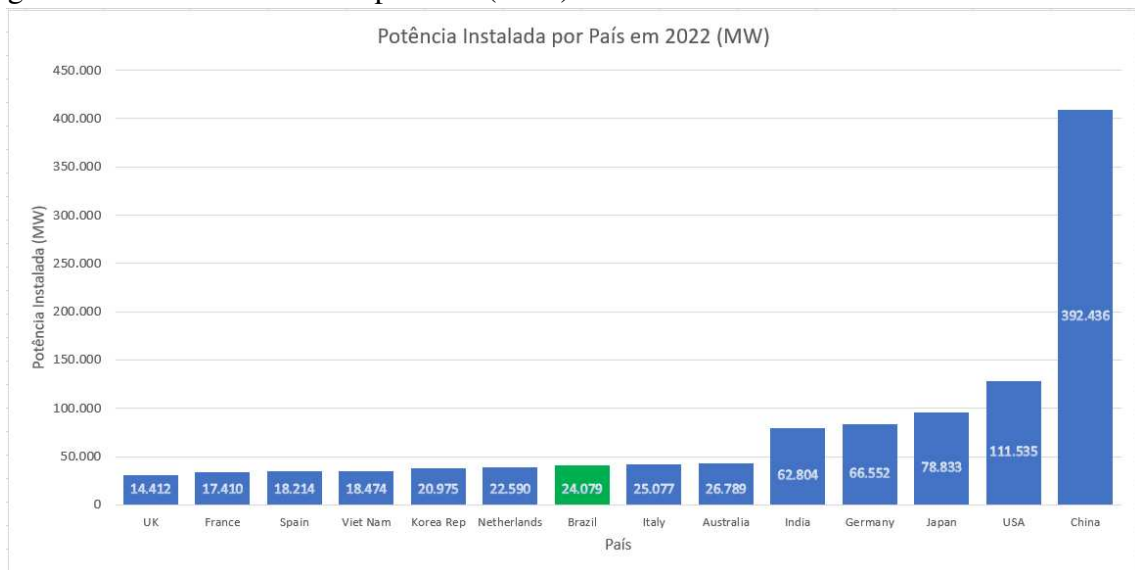
Fonte: Autor, adaptado de (PEREZ *et al.*, 1990), (DOBOS, 2005), (SA, 2020) e (SATPATHY, 2023)

2.2.4 Cenário Atual da Geração Solar Fotovoltaica no Brasil

2.2.4.1 Potência Instalada e Geração de Energia

Segundo dados da IRENA, o Brasil, em 2022, encontrava-se em 8º lugar no *ranking* de países com maior potência instalada de fonte solar fotovoltaica do mundo (IRENA, 2023), apresentando como pode ser visto na Figura 12.

Figura 12 – Potência Instalada por País (2022)



Fonte: Autor, adaptado de (IRENA, 2023)

A partir das informações provenientes dos estudos da IRENA, pode-se ressaltar os números da China, como líder mundial em capacidade instalada de fonte solar fotovoltaica, com, aproximadamente, 390 GW (IRENA, 2023).

Segundo relatório anual da Greener (com foco em energia solar fotovoltaica), o mercado de energia elétrica, tanto Ambiente de Contratação Regulado (ACR) (mercado regulado no qual consumidores só podem comprar energia da distribuidora) quanto Ambiente de Contratação Livre (ACL) (mercado livre de energia, onde o consumidor pode escolher o fornecedor e negociar a compra de energia) (SOLAR, 2023), apresentou crescimento considerável nos últimos anos (GREENER, 2023). A Figura 13 mostra o crescimento da capacidade instalada anual acumulada para ambos os ambientes de contratação.

Figura 13 – Capacidade instalada acumulada (MW)

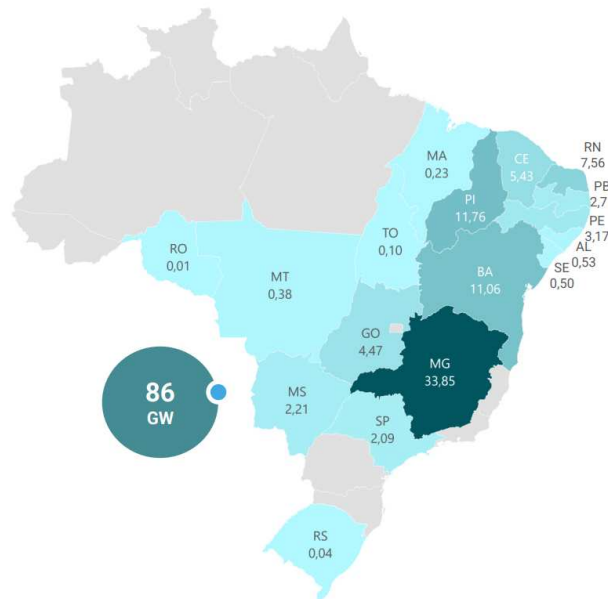


Fonte: (GREENER, 2023)

Destaca-se no gráfico o maior crescimento de potência instalada nos anos de 2022 e 2023 (até fevereiro), quando comparado ao ACR, totalizando, um aumento de 7672 MW e 8114 MW (com representação de cerca de 61% do ACL), respectivamente.

A Figura 14 ilustra a capacidade instalada de fonte solar fotovoltaica por união federativa até fevereiro de 2023 nos mercados livre e cativo. Os estados com maior potência instalada são: Minas Gerais (33,85 GW), Piauí (11,76 GW) e Bahia (11,06 GW). Com relação ao estado do Ceará, ele possui a quinta maior potência instalada do país, com 5,43 GW.

Figura 14 – Capacidade instalada por estado (GW)

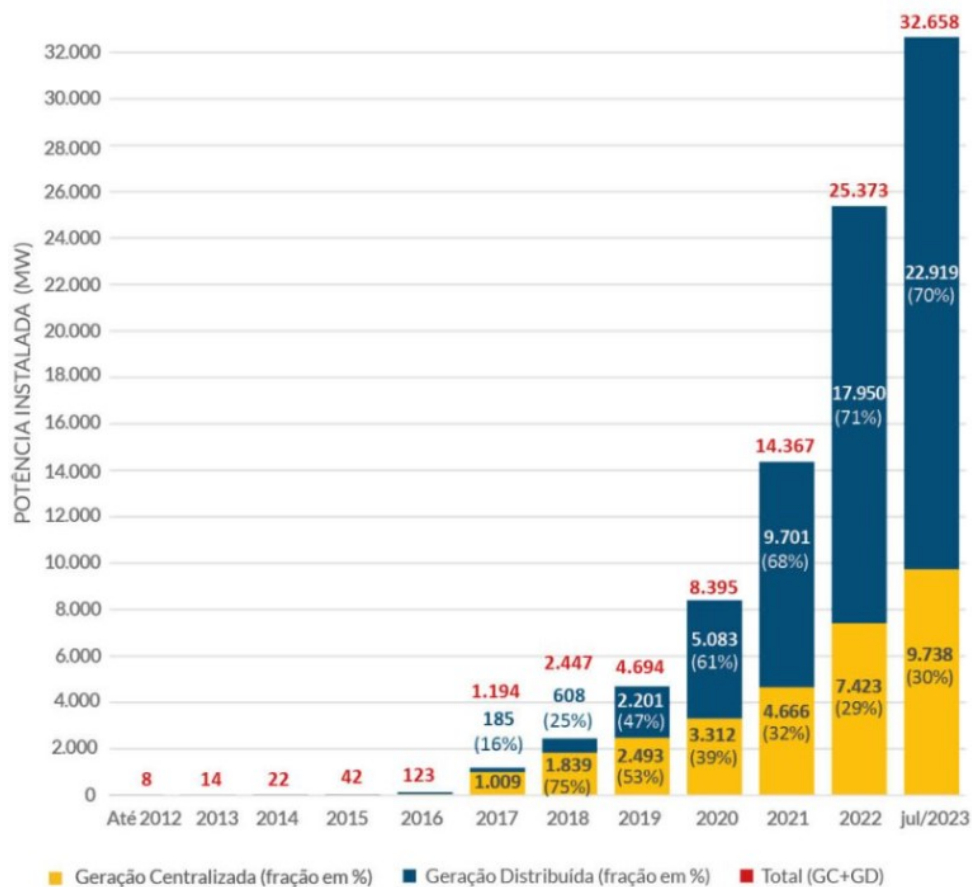


Fonte: (GREENER, 2023)

Segundo dados da Associação Brasileira de Energia Solar (ABSOLAR), é possível avaliar a importância da geração solar fotovoltaica, pois o setor vem apresentando uma expansão considerável desde 2012 (ABSOLAR, 2023).

Até julho de 2023, segundo a ABSOLAR, o país apresentou potência instalada superior a 32 GW. A Figura 15 compila os dados desde 2012, detalhando o percentual de Geração Distribuída (GD) e Geração Centralizada (GC) comparado ao montante total de capacidade instalada (ABSOLAR, 2023).

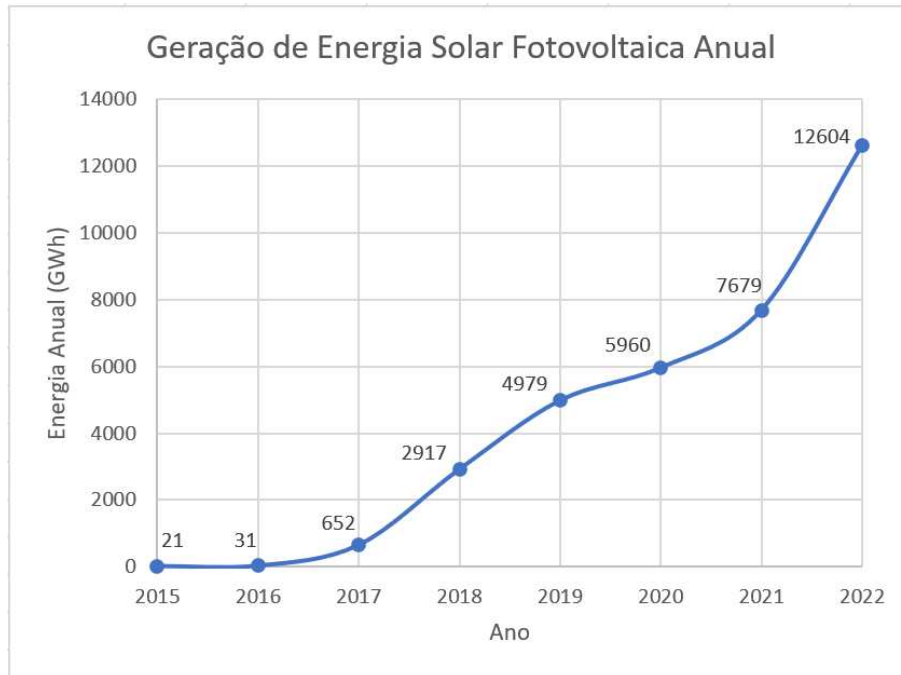
Figura 15 – Crescimento da geração solar fotovoltaica no Brasil (Potência Instalada)



Fonte: (ABSOLAR, 2023)

Com o crescimento elevado da potência instalada em território nacional, a geração de energia apresentaria uma projeção semelhante à curva vista na Figura 15. O gráfico apresentado na Figura 16 detalha a curva de geração no período de 2015 a 2022.

Figura 16 – Crescimento da geração solar fotovoltaica no Brasil (Geração de Energia)



Fonte: Autor, adaptado de (ONS, 2023c)

Inicialmente a geração solar fotovoltaica apresentava uma geração anual abaixo dos 50 GWh. A partir de 2017, foi quando o primeiro crescimento expressivo passou a ser visto com valores de geração na faixa de 650 GWh em 2017 e quase 5000 GWh em 2019. Entretanto, o maior aumento do histórico brasileiro ocorreu entre os anos 2021 e 2022, com uma ampliação de quase 5000 GWh de diferença entre um ano e outro, havendo uma produção de energia elétrica de 12604 GWh em 2022 (ONS, 2023c).

por meio da geração de empregos. Ademais, as UFVs têm um papel fundamental na redução na emissão de gases de efeito estufa. Isso é corroborado com os dados presentes na Figura 3, uma vez que a fonte solar fotovoltaica é a terceira maior em potência instalada no país.

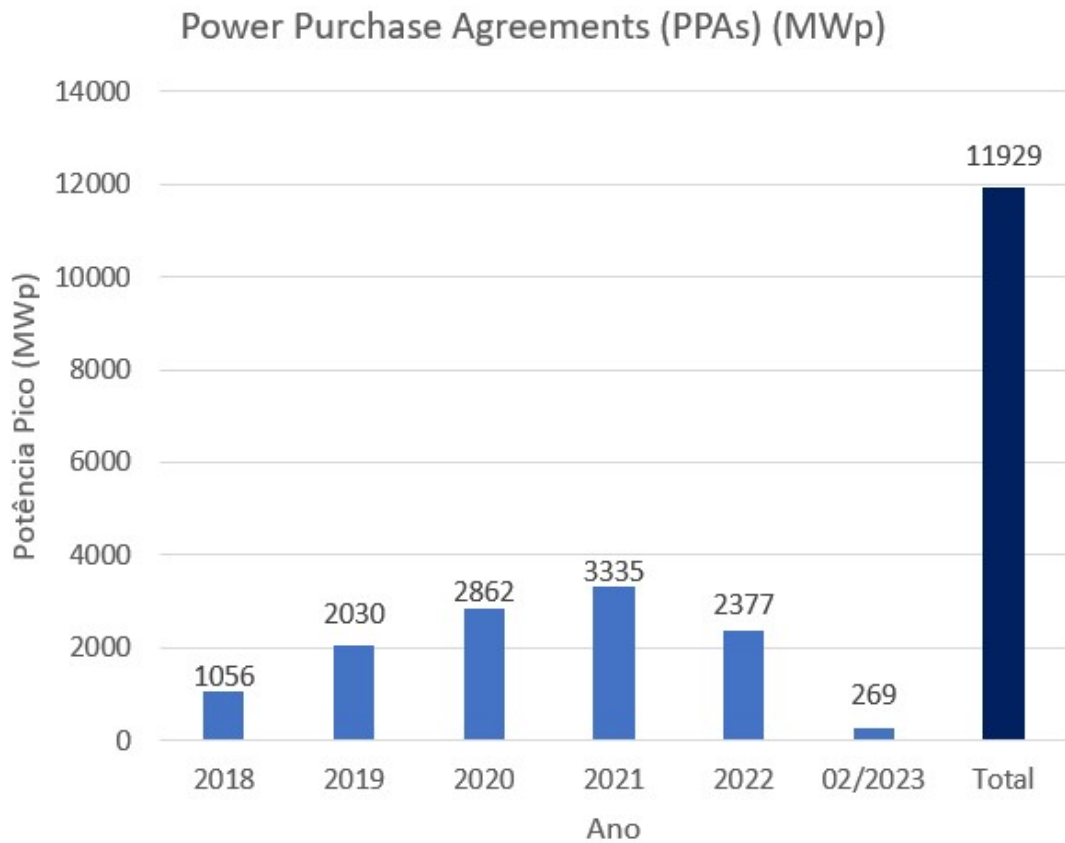
2.2.4.2 *Power Purchase Agreement (PPA)*

Power Purchase Agreement ou Acordo de Compra de Energia, consiste em um acordo de longo prazo entre um agente gerador de energia renovável e um consumidor para efetivar o processo de compra e venda de um ativo específico (energia elétrica) entre as partes interessadas. Nesse sentido, ao assinar um PPA, entende-se como a venda da energia a ser produzida pela usina (IBERDROLA, 2023c).

Na Figura 17, é possível observar a potência destinada ao mercado livre de energia

por ano, dentro do escopo de PPAs.

Figura 17 – Evolução de Power Purchase Agreement (PPAs) por ano



Fonte: Autor, adaptado de (GREENER, 2023)

O gráfico ilustra que 2021 foi o ano com maior montante de potência destinada ao ACL, com aproximadamente 3,3 GWp em PPAs. Em 2022, houve uma queda de 28% com relação ao ano anterior.

2.2.4.3 Fator de Capacidade

Segundo (EPE, 2023a), o Fator de Capacidade (FC) de um empreendimento, em geral, é relação entre a produção real de energia da instalação e a produção teórica que ocorreria se ela operasse constantemente à sua capacidade nominal durante um determinado período.

O fator de capacidade pode ser calculado a partir da Equação 2.1 (EPE, 2023a):

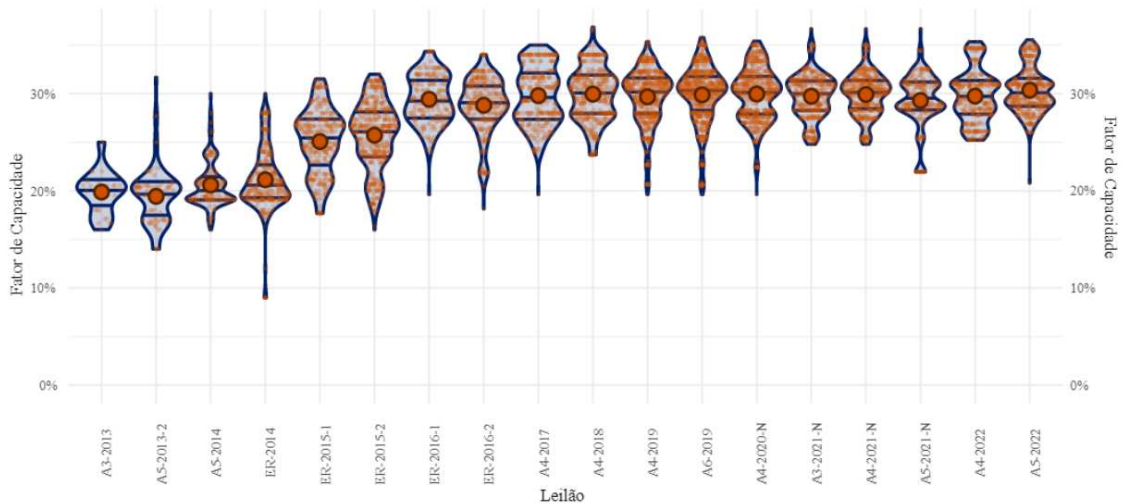
$$FC = \frac{Et}{P_{AC} \cdot t} = \frac{Energia_{anual}}{Pot \cdot 8760} \quad (2.1)$$

Onde:

- Et: Energia anual produzida
- P_{AC} : Potência nominal da usina
- t: quantidade de horas em um ano

Na Figura 18, observa-se a evolução do percentual calculado do fator de capacidade para projetos em leilões. Em 2013, o FC de UFVs estava em torno de 20%. Em 2022, o FC encontra-se a faixa de 30%, apresentando um crescimento de aproximadamente 10% durante um período de uma década.

Figura 18 – Evolução do fator de capacidade em leilões



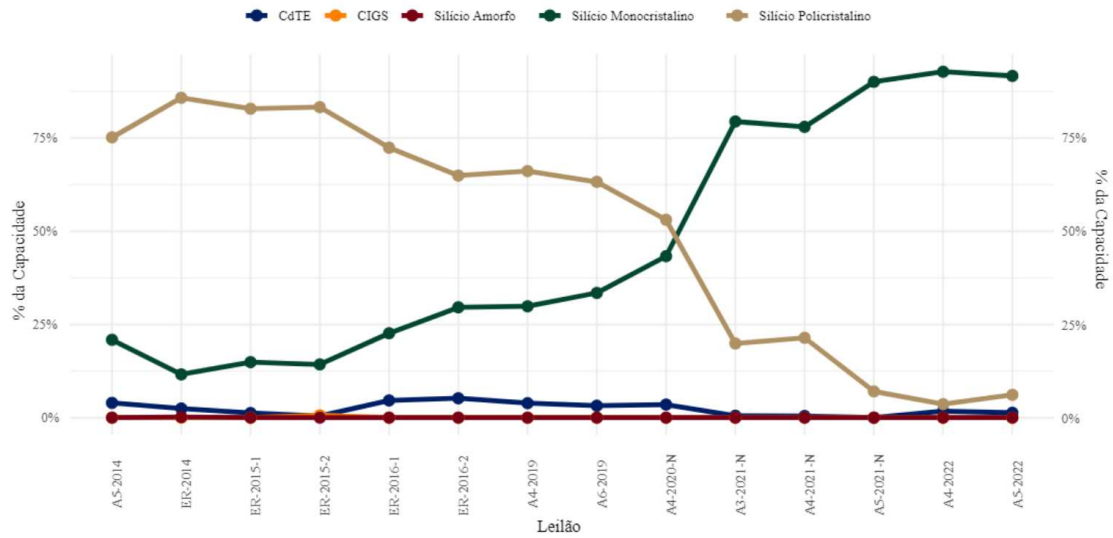
Fonte: (EPE, 2023a)

2.2.4.4 Equipamentos

2.2.4.4.1 Módulos Fotovoltaicos

Segundo pesquisas realizadas pela EPE, atualmente, a principal tecnologia utilizada para a construção de um módulo fotovoltaico, consiste em sua composição de silício monocristalino, com, aproximadamente, 90% de presença nos leilões A4-2022 e A5-2022 (EPE, 2023a). A Figura 19 detalha as demais tecnologias seu respectivo percentual de utilização em leilões.

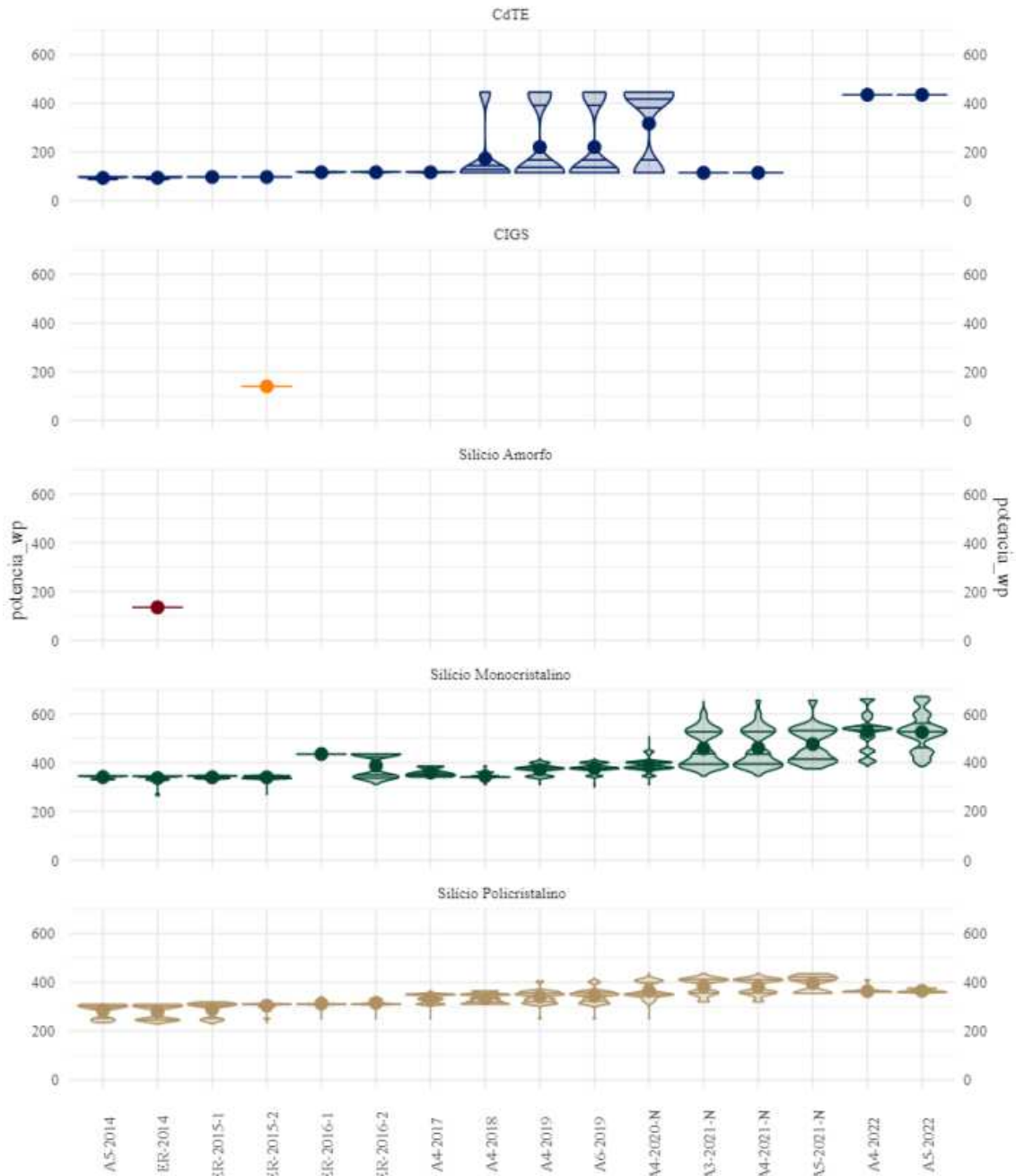
Figura 19 – Participação de tecnologias de módulos fotovoltaicos em leilões



Fonte: (EPE, 2023a)

Outro parâmetro a se avaliar os módulos fotovoltaicos são sua potência pico - potência do painel quando submetido às condições de teste de temperatura do painel de 25° e irradiação de 1000 W/m² (VILLALVA, 2012). Segundo os gráficos na Figura 20, os painéis de silício monocristalinos apresentaram potência pico na faixa entre 500 e 600 Wp nos últimos leilões estudados, A4-2022 e A5-2022.

Figura 20 – Evolução da potência média dos módulos de diferentes tecnologias



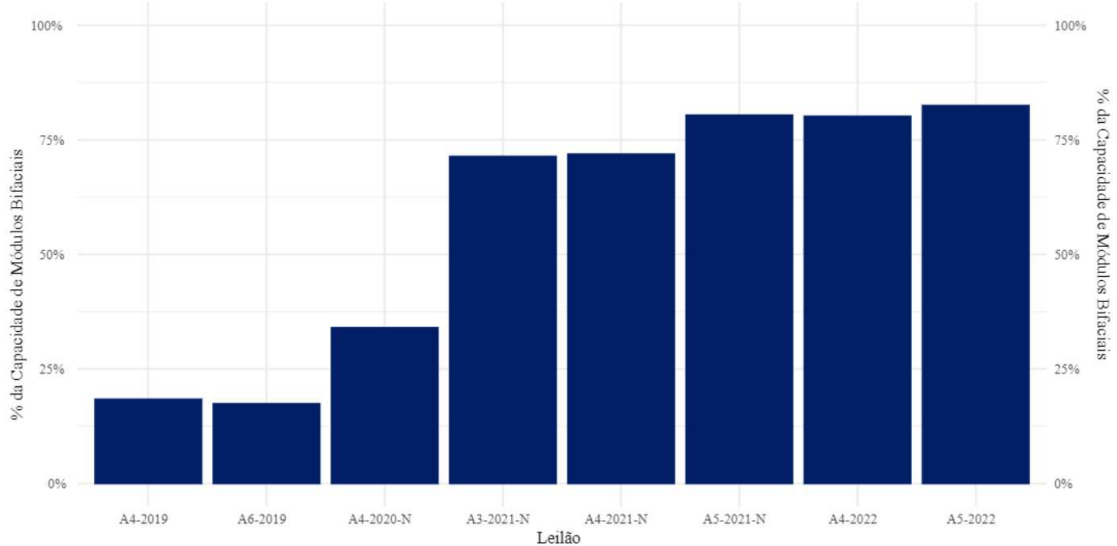
Fonte: (EPE, 2023a)

Entretanto, atualmente já é possível encontrar no mercado módulos com potência pico na faixa de 690 Wp, como pode ser observado na aquisição recente da GreenYellow para usinas que totalizam 47,95 MWp (CANALSOLAR, 2023).

Ademais, uma tendência de mercado que vêm sendo observada é a adoção de módulos bifaciais em projetos, tendo em vista que eles, muitas vezes, são economicamente viáveis, além de promoverem um aumento na geração de energia. A Figura 21 mostra um gráfico

contendo o percentual de usinas presentes em leilões, as quais adotam a tecnologia supracitada (EPE, 2021b).

Figura 21 – Evolução da participação de módulos bifaciais em leilões



Fonte: (EPE, 2023a)

Com sua crescente utilização desde 2019, em 2022, atingiu-se um montante equivalente a aproximadamente 80% de todos os projetos dos leilões A4 e A5 (EPE, 2021b).

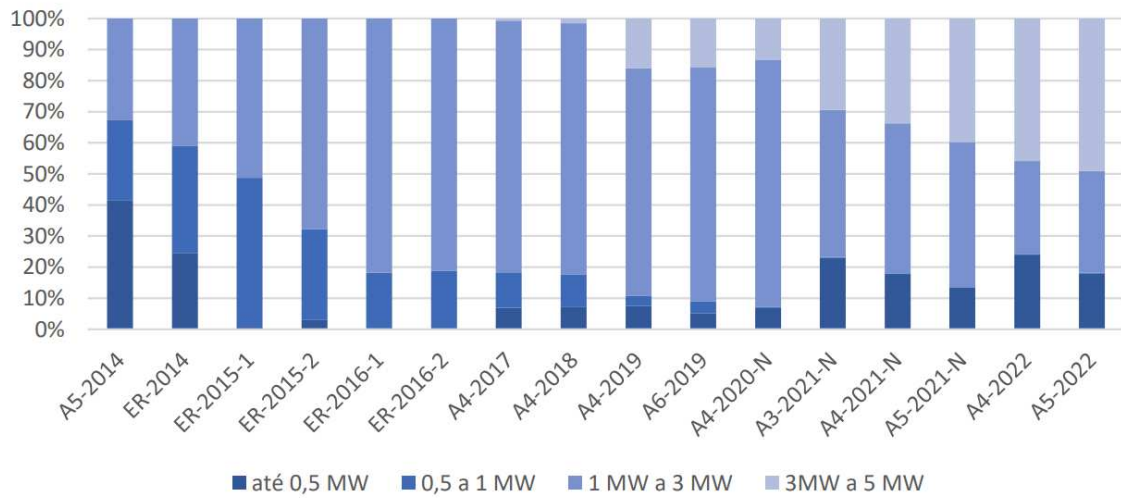
2.2.4.4.2 Inversores

Com relação aos inversores presentes em leilões, pode-se observar na Figura 22 que, segundo (EPE, 2023a), houve um domínio no mercado dos inversores com potência de saída entre 1 M e 3 MW nos anos de 2016 a 2020. A partir de 2021, os projetos passaram a considerar equipamentos com potências maiores, entre 3 MW e 5 MW (EPE, 2021b).

Em 2022, cerca de 50% dos projetos possuíam inversores com potências entre 3 MW e 5 MW. Equipamentos de 1 MW a 3 MW e de até 0,5 MW, apresentaram participação em cerca de 30% e 20% dos projetos, respectivamente (EPE, 2021b).

Ademais, o uso de inversores de pequeno porte (*string*) teve um aumento nos últimos anos, motivado por vantagens que podem vir a justificar o maior investimento, como: redução na quantidade de cabeamento CC utilizado; maior número de *Maximum Power Point Tracker* (MPPT) (otimiza a geração de energia, pois ele busca a melhor potência para o painel solar operar (NEOSOLAR, 2023)) e maior facilidade na troca e manutenção de equipamentos defeituosos (EPE, 2023a).

Figura 22 – Evolução dos inversores em projetos de leilões



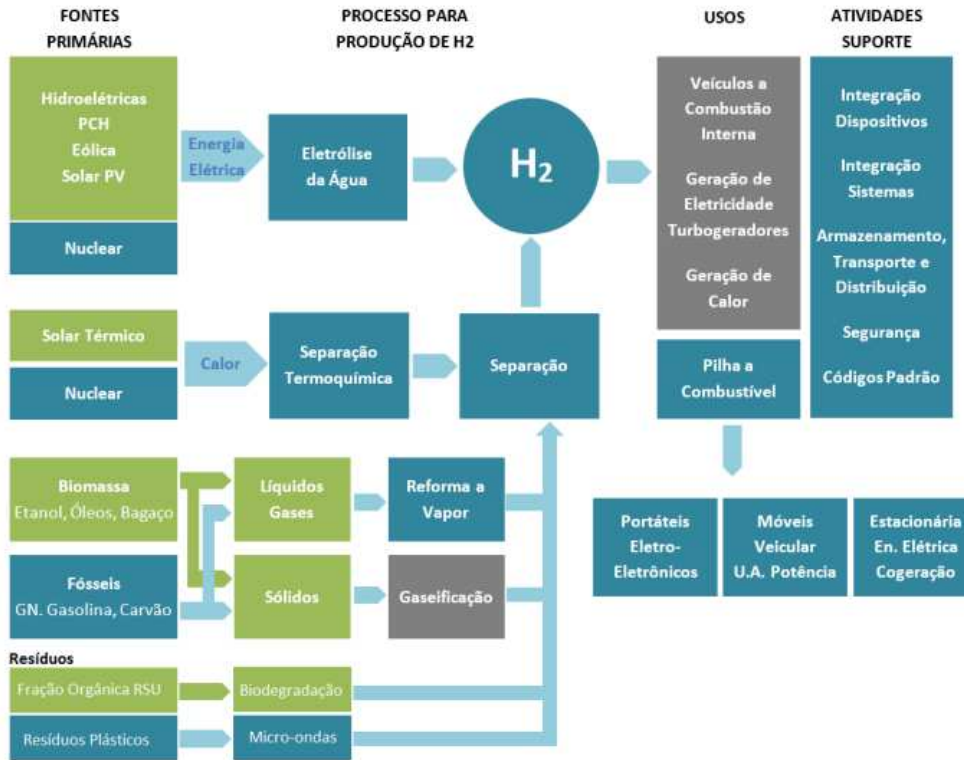
Fonte: (EPE, 2023a)

2.3 Hidrogênio

2.3.1 Métodos para Obtenção de Hidrogênio

O hidrogênio é um elemento, o qual apresenta diversas formas de obtenção. Nesse contexto, leva-se em consideração as fontes primárias de energia, bem como os processos para a produção do hidrogênio em si. Na figura 23 é possível observar um diagrama contendo as possíveis rotas de produção de hidrogênio a depender dos parâmetros supracitados, exemplificando possíveis usos finais e atividades suporte deles.

Figura 23 – Rotas tecnológicas para produção de hidrogênio



Fonte: (EPE, 2021a)

Hidrogênio pode ser obtido a partir de eventos naturais, bem como por meio de processos físico-químicos e/ou bioquímicos. Para a produção de hidrogênio, pode-se utilizar a água, a biomassa, biocombustíveis e combustíveis fósseis (EPE, 2021a).

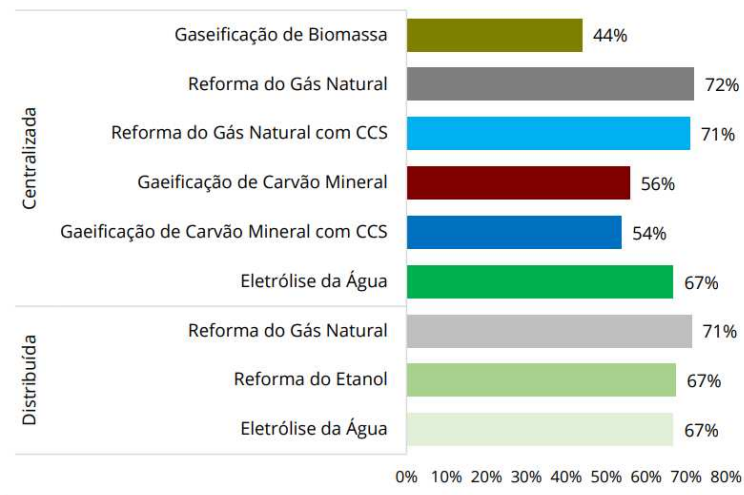
A seguir, é possível observar um detalhamento dos métodos de produção a partir das respectivas metodologias adotadas na obtenção de hidrogênio.

- **Eletrólise da Água:** Com relação à água, a eletrólise é o modo mais comumente adotado para obtenção de H_2 . As principais tecnologias referentes a este processo são: a Alcalina Clássica e a de Membrana Polimérica Eletrolítica (PEM) (EPE, 2021a);
- **Separação Termoquímica:** A quebra da molécula de hidrogênio pode ser provocada a partir de altas temperaturas, classificando-se como uma separação termoquímica. As temperaturas elevadas são provenientes de fontes energéticas, como nuclear e concentração solar (EPE, 2021a);
- **Reforma a Vapor de Combustíveis Fósseis:** A reforma a vapor a partir do gás natural é o processo mais utilizado mundialmente para produção de H_2 . O processo consiste na reação catalítica do gás natural com vapor d'água, resultando na produção de H_2 , assim como na formação indesejada de CO, de CO_2 e de C na forma de fuligem (EPE, 2022c);

- **Reforma a Vapor de Biocombustíveis:** De forma similar à reforma de combustíveis fósseis, a utilização de biocombustíveis se diferencia, pois a biomassa utilizada captura dióxido de carbono durante seu crescimento, equilibrando parte das emissões resultantes do processo de reforma (ECYCLE, 2023); e
- **Gaseificação:** A gaseificação é a conversão termoquímica de um material que contenha carbono em sua composição, transformando-o em um produto gasoso combustível. A síntese resulta em: CO, CO₂, CH₄, H₂ e H₂O. O processo em questão impede a oxidação total do hidrogênio para formar água e do monóxido de carbono para se transformar em dióxido de carbono (EMBRAPA, 2016).

Cada processo de produção de hidrogênio apresenta percentuais de eficiência diferentes. A Figura 24 compara quão efetivos são os processos supracitados (EPE, 2021a).

Figura 24 – Eficiências de processos de produção de hidrogênio



Fonte: (EPE, 2021a)

Os processos mais eficientes são as reformas tanto de gás natural quanto do etanol, com uma eficiência de 72% (71% considerando captura e armazenamento de carbono - CCS) e 67%, respectivamente. A eletrólise é um dos processos mais eficientes com 67% de rendimento (EPE, 2021a).

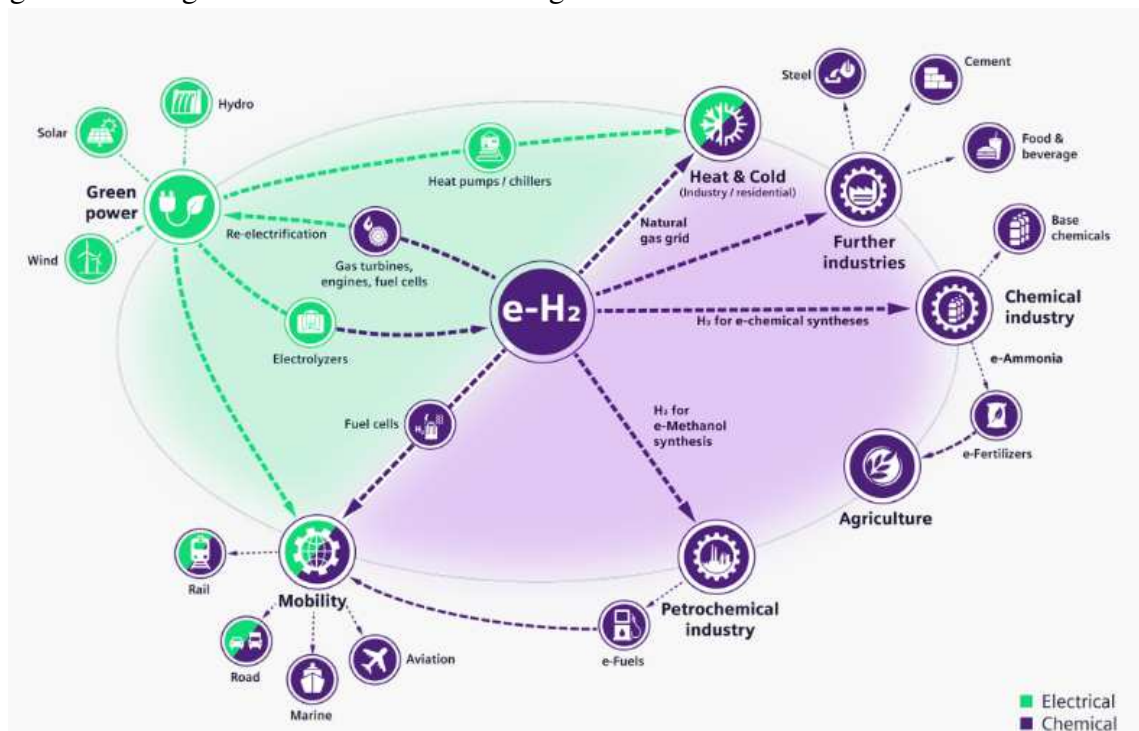
Nesse contexto, uma vez que cada país apresenta uma estrutura energética e econômica diferente, faz-se necessário implementar uma estratégia compatível com cada realidade, visando ao desenvolvimento de uma cadeia de produção de hidrogênio.

2.3.2 Power-To-X

O termo consiste uma técnica de conversão de eletricidade, para produção e armazenamento de energia para uso futuro. Com relação ao hidrogênio, utiliza-se eletricidade para produzir o hidrogênio, sem que haja a emissão de GEEs, além de definir as futuras aplicações do hidrogênio verde produzido (SIEMENS, 2023).

A Figura 25 contém um diagrama com as principais rotas consideradas acerca da economia de hidrogênio.

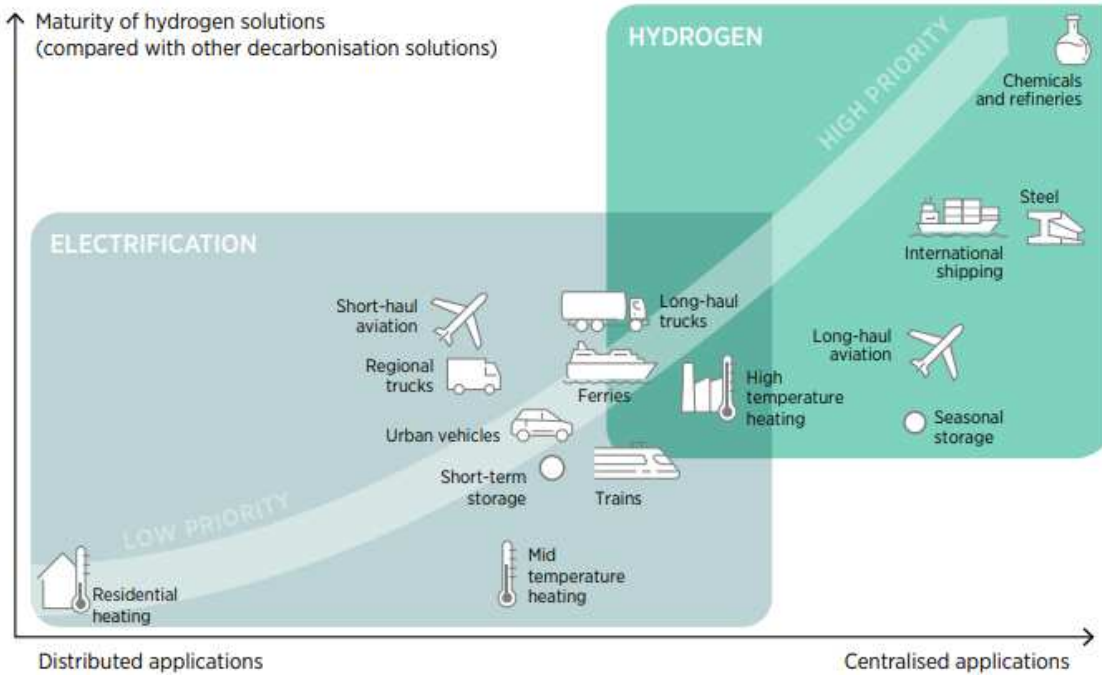
Figura 25 – Diagrama Power-To-X do Hidrogênio



Fonte: (SIEMENS, 2023)

Nesse contexto, a Figura 26 complementa o diagrama visto anteriormente, uma vez que é possível observar as prioridades do setor de hidrogênio vistas em (IRENA, 2022a) por maturidade e centralização das áreas.

Figura 26 – Curva de prioridade para implementação das aplicações de hidrogênio



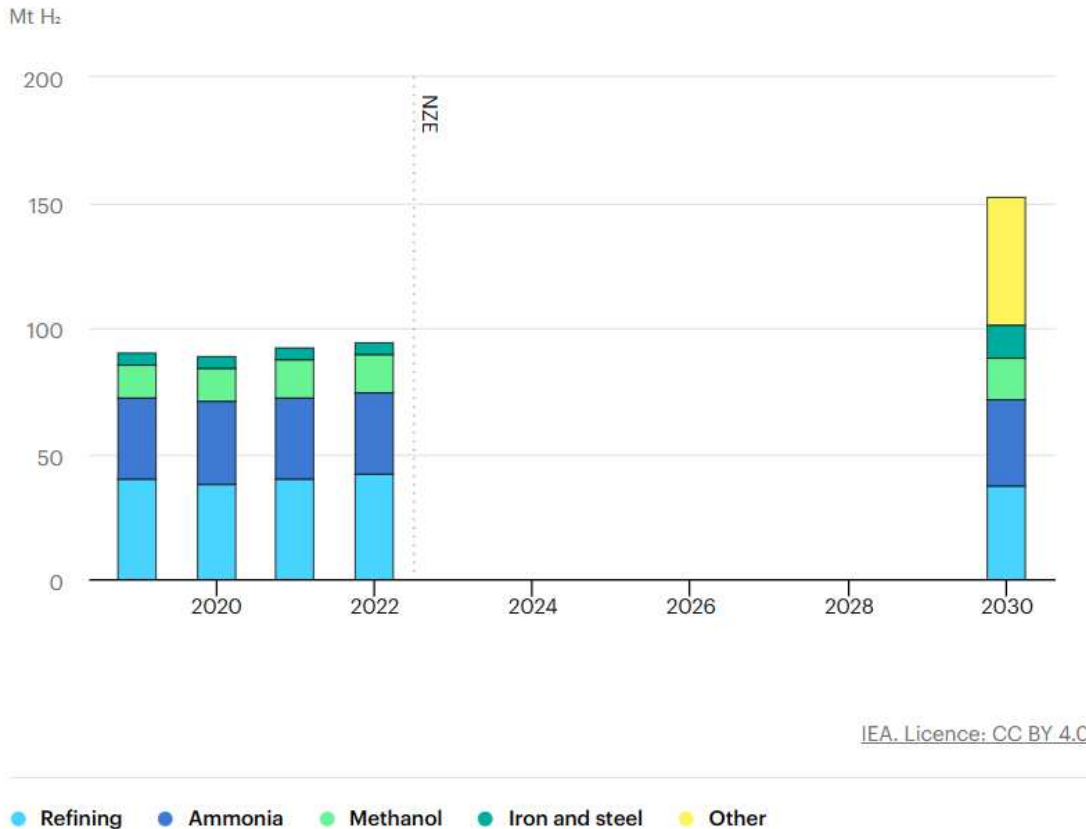
Fonte: (IRENA, 2022a)

A maior prioridade, segundo a IRENA, consiste na indústria química e de refinarias, já que ele é utilizado, predominantemente, como matéria-prima para produção de amônia e para refino do aço, contribuindo com cerca de 800 megatoneladas de dióxido de carbono anualmente (MtCO₂/ano) (IRENA, 2022a).

2.3.3 Demanda de Hidrogênio

A Figura 27 ilustra que no período de 2019 a 2022, a demanda foi de, aproximadamente, 90 Mt de H₂, atingindo um valor máximo de 93,8 Mt em 2022. Os principais usos do elemento em questão foram de refinarias e na produção de amônia, com consumo de 41,9 e 32,9 Mt de H₂, respectivamente (IEA, 2023b).

Figura 27 – Demanda mundial de hidrogênio por setores 2020 - 2030

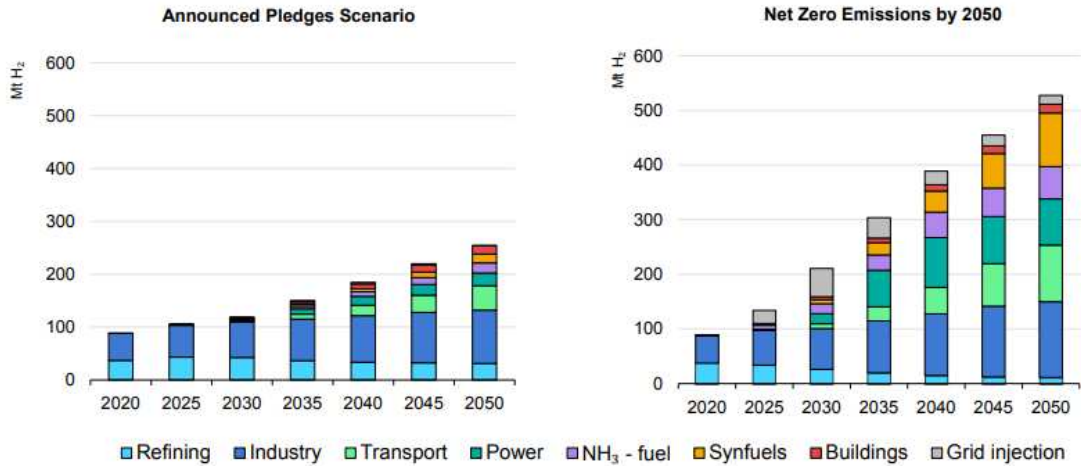


Fonte: (IEA, 2023b)

Para o horizonte de 2030, projeta-se que haverá uma manutenção da demanda de hidrogênio destinado à produção de amônia (34,5 Mt). Nesse contexto, o consumo em refinarias continuará elevado (aproximadamente 37 Mt) (IEA, 2023b).

Os principais usos do hidrogênio foram categorizados como "outros"(51 Mt), os quais englobam áreas, como geração de energia; construção civil e transportes (IEA, 2021b), visando, dessa forma, à descarbonização dos setores supracitados. A Figura 28 detalha a demanda de H₂V em diversos setores até 2050.

Figura 28 – Comparação da demanda global de hidrogênio em cenários governamentais e de emissão zero de carbono até 2050



Fonte: (IEA, 2021b)

Na Figura 28, o gráfico da esquerda, ilustra a projeção de 2020 a 2050, acerca da demanda de H₂ em diversos setores, tomando como base promessas governamentais. Na direita, a projeção feita consiste na demanda necessária para cumprir com o objetivo de diversos países em pararem de emitir dióxido de carbono na atmosfera.

Com relação às metas estabelecidas por governos ao redor do mundo, estima-se que em 2050 a demanda por H₂ esteja em torno de 250 Mt. Como é possível observar no cenário de *Net Zero Emissions* (NZE), tal quantia é insuficiente para respeitar os objetivos estabelecidos anteriormente (aproximadamente, 520 Mt de hidrogênio) (IEA, 2021b).

2.3.4 Classificação do Hidrogênio

O hidrogênio pode ser classificado com base nas emissões de gases de efeito estufa na atmosfera, proveniente dos métodos de produção adotados. Assim, estruturou-se uma tabela de cores de hidrogênio, detalhada na Figura 29 (EPE, 2021a).

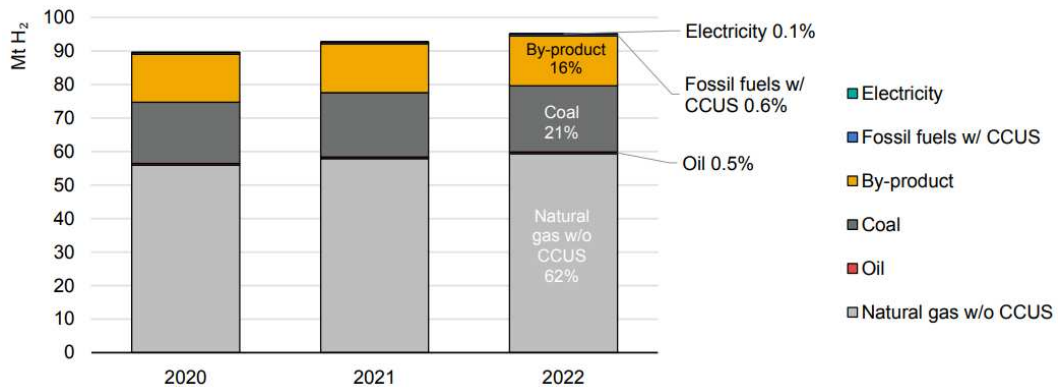
Figura 29 – Tabela de classificação do hidrogênio a partir da emissão de gases de efeito estufa

| Cor | Classificação | Descrição |
|-----|---------------------|--|
| ■ | hidrogênio preto | produzido de carvão mineral (antracito) sem CCUS |
| ■ | hidrogênio marrom | produzido de carvão mineral (hulha), sem CCUS |
| ■ | hidrogênio cinza | produzido do gás natural sem CCUS |
| ■ | hidrogênio azul | produzido a partir de gás natural (eventualmente, também a partir de outros combustíveis fósseis) com CCUS |
| ■ | hidrogênio verde | produzido a partir de fontes renováveis (particularmente, energias eólica e solar) via eletrólise da água. |
| ■ | hidrogênio branco | hidrogênio natural ou geológico |
| ■ | hidrogênio turquesa | produzido por craqueamento térmico do metano, sem gerar CO ₂ |
| ■ | hidrogênio musgo | produzido de biomassa ou biocombustíveis, com ou sem CCUS, através de reformas catalíticas, gaseificação ou biodigestão anaeróbica |

Fonte: (EPE, 2021a)

A Figura 30 ilustra que, atualmente, o hidrogênio cinza, o hidrogênio preto e o H₂ como subproduto (produzido em indústrias petroquímicas durante a reforma da nafta (IEA, 2023c)) são os mais produzidos, representando 62%, 21% e 16% de toda a produção, respectivamente.

Figura 30 – Tabela de classificação do hidrogênio a partir da emissão de gases de efeito estufa



Fonte: (IEA, 2023c)

O hidrogênio azul, com *Carbon Capture, Utilisation and Storage* (CCUS), tem

participação de 0,6% ao passo que o H₂ produzido via eletricidade equivale ao montante de 0,1% do percentual mundial (IEA, 2023c). Vale ressaltar que, com base nos dados fornecidos pela *International Energy Agency* (IEA), não é possível avaliar qual classificação se dá ao que foi produzido a partir de geração de energia, uma vez que ela pode ser tanto originada de fontes renováveis quanto não-renováveis.

Ademais, houve um crescimento de aproximadamente 35% na produção utilizando o método de eletrólise da água, comparado com 2021, resultando em cerca de 100 kt de hidrogênio em 2022 (IEA, 2023c).

2.3.5 Hidrogênio Verde

2.3.5.1 O que é o Hidrogênio Verde?

O hidrogênio verde (H₂V) consiste no resultado da reação de eletrólise da água (quebra da partícula de água por meio de eletricidade). A reação supracitada deve ser alimentada, obrigatoriamente, por energia produzida a partir de fontes renováveis (i.e., eólio-elétrica, solar fotovoltaica, hidráulica), acarretando em nenhuma emissão de dióxido de carbono na atmosfera (IBERDROLA, 2023b).

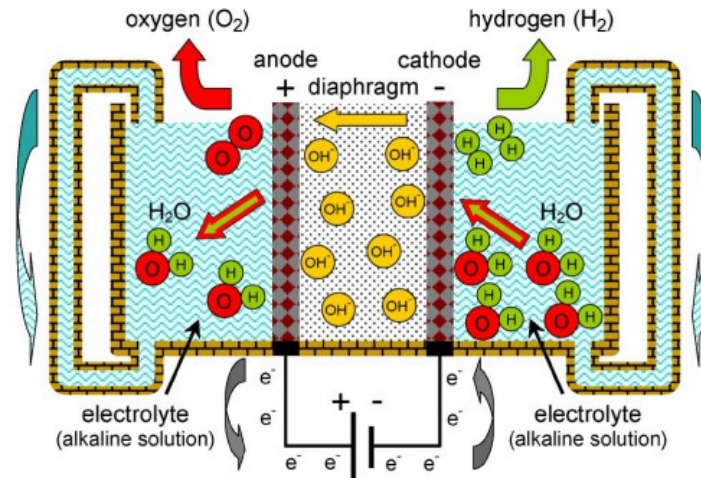
Todo esse esforço para que a produção do hidrogênio seja realizada de modo a não emitir GEEs, se dá pois ele é um elemento muito versátil para armazenamento de energia. Ou seja, a partir do momento em que a produção de H₂V for difundida mundialmente, diversos processos poderão ser descarbonizados, o setor de transportes, a produção de aço e ferro são alguns dos principais exemplos (IEA, 2023d).

2.3.5.2 Eletrólise

Em geral, a eletrólise da água é uma reação que tem como produtos o hidrogênio e o oxigênio em estado gasoso com elevado grau de pureza (MACHADO, 2020). Ademais, o processo consiste na decomposição eletroquímica de um elemento/substância, a partir da passagem de corrente elétrica (HAMANN *et al.*, 2007).

O sistema eletrolítico utilizado para promover a reação é composto por dois eletrodos; por uma bateria; por um eletrólito e pelo diafragma (URSUA *et al.*, 2012). A Figura 31 ilustra o sistema eletrolítico analisado.

Figura 31 – Diagrama do sistema proposto



Fonte: (URSUA *et al.*, 2012)

A lista a seguir define as funções dos componentes do sistema supracitado, segundo (URSUA *et al.*, 2012).

- **Eletrodos:** Os eletrodos consistem em superfícies condutoras que permitem a troca de elétrons;
- **Eletrólito:** O eletrólito tem como função permitir a passagem de corrente entre os eletrodos. Ele é uma solução aquosa que não pode se modificar durante o processo de eletrólise; e
- **Diafragma:** O diafragma é uma membrana responsável por separar o que for produzido em cada eletrodo.

A reação da eletrólise da água é representada pela Equação 2.2 (ATKINS *et al.*, 2018).



2.3.5.3 Tipos de Eletrolisadores

2.3.5.3.1 Eletrolisador Alcalino

A eletrólise da água alcalina é uma tecnologia difundida mundialmente há mais de 100 anos. Nesse contexto, mais de 400 unidades de eletrólise alcalina haviam sido implementadas

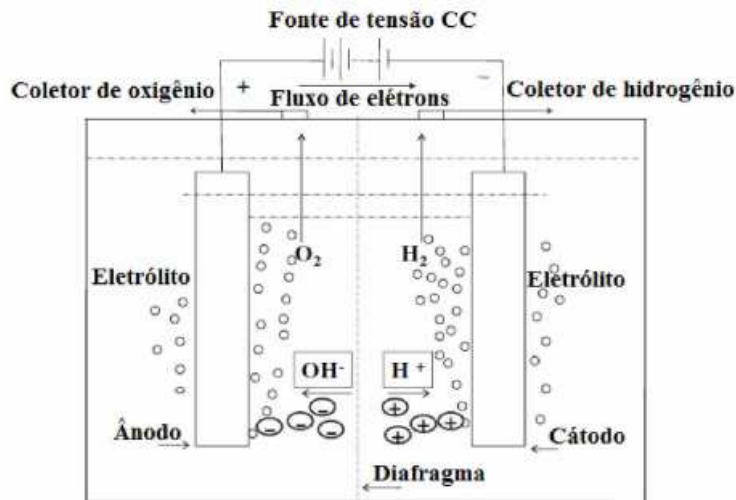
até 1902. Outros pontos positivos, em geral, consistem na sua confiança, bem como no tempo de vida útil (podendo chegar a 15 anos) (URSUA *et al.*, 2012).

Uma das principais vantagens do *Alkaline Water Electrolysis* (AWE) é a sua escalabilidade para estruturação de plantas com capacidades de produção na faixa de megawatt (URSUA *et al.*, 2012).

Seu funcionamento toma como base um eletrólito alcalino (solução aquosa de hidróxido de sódio (NaOH) ou hidróxido de potássio (KOH)). No cátodo, produz-se o íon hidróxido, por meio da separação da água, a qual é responsável por transportar a carga através do diafragma até o anodo, onde é descarregado, assim, produzindo oxigênio (URSUA *et al.*, 2012).

A Figura 32 representa de forma ilustrativa como se dá o processo de quebra da água a partir de energia elétrica utilizando eletrolisadores alcalinos.

Figura 32 – Eletrolisador Alcalino



Fonte: Autor, adaptado de (ZENG; ZHANG, 2010)

As Equações 2.3, 2.4 e 2.5 ilustram as semi reações presentes no processo de separação da água em um eletrolisador alcalino (ZENG; ZHANG, 2010).



2.3.5.3.2 Eletrolisador com Membrana de Troca de Prótons (PEM)

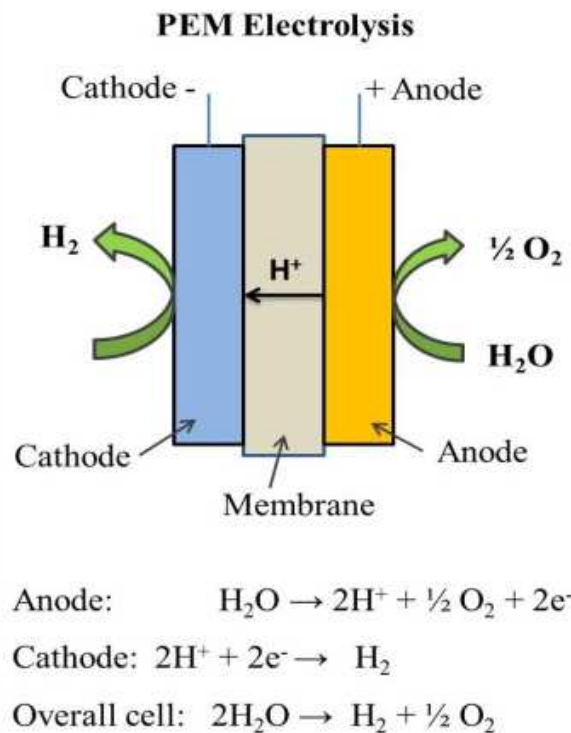
Diferentemente de um eletrolisador alcalino, o *Proton Exchange Membranes* (PEM) possui um eletrólito sólido. Tal elemento do sistema é composto por uma membrana polimérica. A partir da troca iônica, é feita a condução de íons H^+ (URSUA *et al.*, 2012).

Sua membrana é feita, usualmente, de um polímero chamado Nafion. Ademais, os eletrodos presentes são construídos a partir de metais nobres (URSUA *et al.*, 2012).

As principais vantagens dos eletrolisadores do tipo PEM são a eficiência energética; suas taxas de produção e uma construção mais compacta. A maior desvantagem é o custo, o qual torna-se mais elevado devido à composição dos elementos do equipamento (i.e., membrana e eletrodos) (ZENG; ZHANG, 2010).

A Figura 33 ilustra a reação de eletrólise em uma eletrolisador do tipo PEM, bem como as semi-reações do processo em questão.

Figura 33 – Eletrolisador PEM e semireações



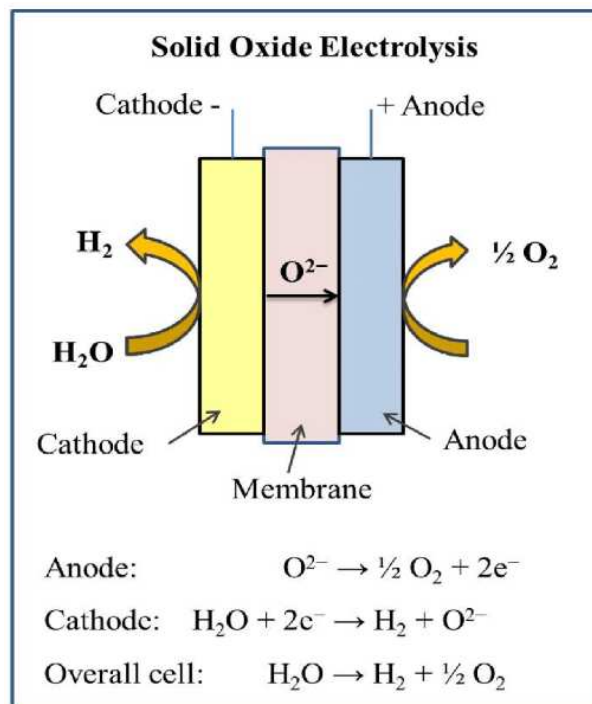
Fonte: (Shiva Kumar; HIMABINDU, 2019)

2.3.5.3.3 Eletrolisador de Óxido Sólido (SOE)

A *Solid Oxide Electrolysis* (SOE) é a eletrólise com vapor de água em temperaturas elevadas (600 °C - 900 °C). Isso se dá, para que o processo seja mais eficiente quando comparado aos métodos supracitados (ZENG; ZHANG, 2010).

A Figura 34 contém uma representação gráfica do eletrolisador analisado, bem como suas respectivas semireações do processo de quebra da água.

Figura 34 – Eletrolisador SOE e semireações



Fonte: (SAMPANGI; VURIMINDI, 2019)

2.3.6 Cenário Atual de Hidrogênio no Brasil

No cenário brasileiro, a primeira molécula de hidrogênio verde foi produzida em dezembro de 2022. Sua produção foi feita no Complexo Industrial e Portuário do Pecém no estado do Ceará (CE) pela empresa Energias de Portugal (EDP). A planta é composta por uma solar fotovoltaica de 3 MWp e um eletrolisador com capacidade de 250 Nm³/h (S.A., 2023).

2.3.6.1 Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2)

Nesse contexto, o Brasil apresenta potencial para participação no mercado de produção de hidrogênio de baixo carbono, devido a sua matriz energética ser majoritariamente renovável (EPE, 2022a). Assim, para usufruir da capacidade de produção de H₂ no Brasil, elaborou-se o Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2), o qual tem os seguintes objetivos:

- Promover a valorização do potencial de recursos energéticos nacional;
- Reconhecer a diversidade de fontes de energia e possíveis associações entre si;
- Promover a descarbonização da economia;
- Incentivar o desenvolvimento tecnológico nacional;
- Buscar acordos de cooperação entre países; e
- Promover um mercado de hidrogênio competitivo.

Para cumprir tais objetivos, foram formados 6 eixos de atuação, visando à organização da economia do hidrogênio no Brasil. A Figura 35 ilustra os pilares supracitados.

Figura 35 – Eixos temáticos que compõem o PNH2



Fonte: (EPE, 2021d)

O Eixo 1, Fortalecimento das Bases Tecnológicas, tem como objetivo mapear e potencializar as competências presentes no território nacional, em prol do desenvolvimento da economia do H₂V (EPE, 2021d).

A Capacitação e Recursos Humanos é responsável por promover a capacitação técnica e profissional de indivíduos que podem vir a contribuir com a inserção do hidrogênio verde no país (EPE, 2021d).

O eixo de 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 H2 no setor energético (EPE, 2021d).

O pilar de Arcabouço Legal e Regulatório-Normativo 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 hidrogênio e suas tecnologias no país (EPE, 2021d).

O setor de Abertura e Crescimento do Mercado e Competitividade visa a mapear os agentes que já trabalham com aplicações de hidrogênio em território brasileiro (EPE, 2021d).

O eixo 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 (EPE, 2021d).

2.3.6.2 *Certificação de Hidrogênio Verde*

No dia 07 de dezembro de 2022, foi lançada primeira versão da certificação brasileira de hidrogênio renovável pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), chamada de Manual para Certificação de Hidrogênio. O documento visa a comprovar a origem de produção do hidrogênio, tomando como base as fontes de geração de energia de baixa emissão de carbono. Sua elaboração foi feita com base nas definições mais recentes do padrão europeu, o qual se encontra na *Renewable Energy Directive II* (RED II) (CCEE, 2023a).

A criação de uma certificação brasileira por parte da CCEE vai ao encontro da demanda por projetos em território nacional (CCEE, 2022). Atualmente, sua versão mais recente é a revisão 1.1, publicada em junho de 2023 (CCEE, 2023a).

Certificar o hidrogênio produzido como renovável é um processo que visa a cumprir requisitos tanto nacionais quanto internacionais, de modo a comprovar, por meio determinadas metodologias, a origem e os atributos do insumo produzido, promovendo segurança ao produto (CCEE, 2023a).

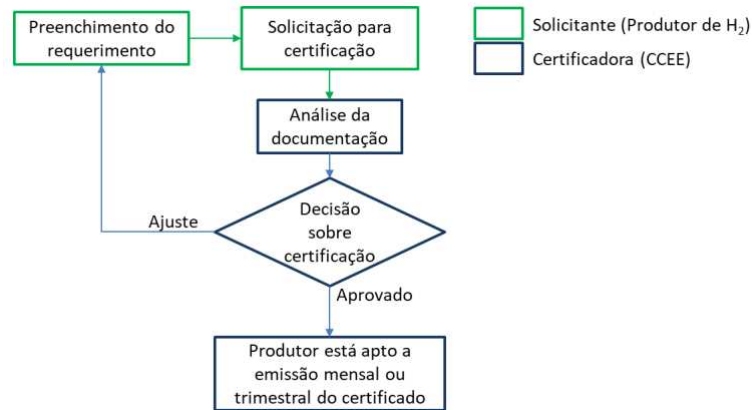
Segundo a CCEE, no Manual de Certificação de Hidrogênio (CCEE, 2023a), os principais objetivos referentes à certificação do hidrogênio são:

- Destacar a sustentabilidade do hidrogênio, com foco na pegada de carbono;
- Estabelecer transparência para que os consumidores possam, a partir das informações fornecidas, tomar decisões;
- Construir confiança entre importadores e exportadores, impulsionando o comércio global de hidrogênio com base em sua sustentabilidade; e
- Dar aos consumidores a capacidade de demonstrar seu interesse por hidrogênio através de

suas credenciais de sustentabilidade.

A Figura 36 ilustra o procedimento de cadastro inicial para certificar o hidrogênio produzido.

Figura 36 – Fluxograma do cadastro inicial para certificação de hidrogênio



Fonte: (CCEE, 2023a)

Primeiramente é preenchido o requerimento, a partir do qual é feita a solicitação para a certificação, por parte do produtor do insumo. A CCEE atua como certificadora, a qual é responsável por analisar a documentação e definir se ajustes serão necessários ou se o produtor está apto a emissão da certificação de hidrogênio, podendo esta ser realizada mensalmente ou trimestralmente (CCEE, 2023a)

As análises realizadas, segundo a primeira versão da documentação da CCEE (CCEE, 2023a) são:

- **Abrangência:** Certificar o gás hidrogênio como produto em unidade de kg;
- **Produção:** Todo o hidrogênio produzido a partir da eletrólise da água será certificado;
- **Modalidade:** O hidrogênio será certificado se for produzido em uma planta conectada ao SIN com contratos de compra de energia (PPA) e/ou a partir de fontes renováveis de autoprodução, ou se for produzido diretamente em associação com uma planta de geração de energia renovável (*off-grid*);
- **Emissões:** Serão contabilizadas as emissões indiretas associadas ao consumo de energia elétrica (escopo 2 GHG Protocol) para todo o hidrogênio produzido;
- **Correlação temporal:** A medição da energia consumida e da produção de hidrogênio será avaliada em um balanço mensal ou trimestral;
- **Entrega:** Um certificado em formato PDF será fornecido ao produtor de hidrogênio. A

primeira certificação solicitada será gratuita.

Com a revisão 1.1, adicionou-se o critério de análise de medidores de energia elétrica e de hidrogênio cadastrados na CCEE (CCEE, 2023a).

O hidrogênio produzido pode ser classificado de duas formas: "hidrogênio de fonte renovável" e "hidrogênio de fonte parcialmente renovável" (CCEE, 2023a). A Figura 37 ilustra as duas modalidades supracitadas, considerando que a geração de energia esteja conectada diretamente ao SIN (casos 1.1; 1.2 e 1.3) ou esteja conectada diretamente à planta de produção de H₂.

Figura 37 – Modalidades e classificações da certificação do hidrogênio produzido



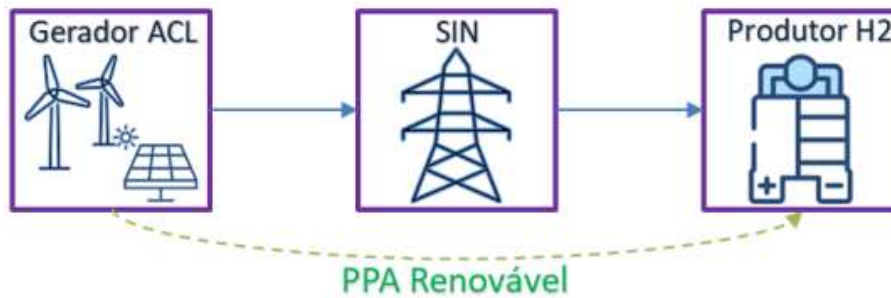
Fonte: (CCEE, 2023a)

Os percentuais presentes na Figura 37 podem ser calculados tomando como base o equacionamento presente no Tópico 5.1 "Cálculo da Parcela Certificada de Hidrogênio" presente em (CCEE, 2023a).

2.3.6.2.1 CASO 1.1: Conectado ao SIN com PPA de Fonte Renovável

O caso 1.1 consiste em o produtor de hidrogênio estar conectado diretamente ao SIN e será firmado um PPA no ACL, com uma geradora/comercializadora de energia. A Figura 38 apresenta o diagrama de blocos do caso em questão (CCEE, 2023a).

Figura 38 – Ilustração do Caso 1.1

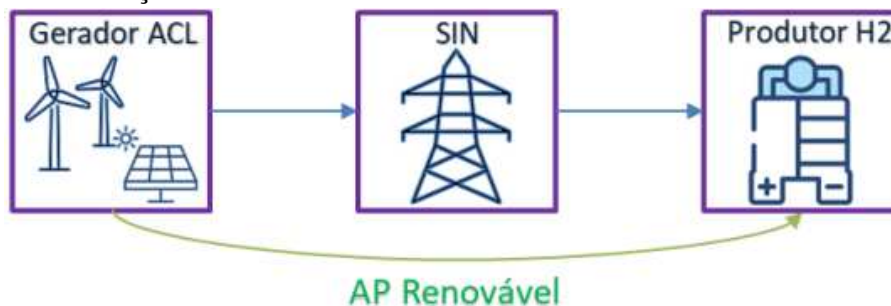


Fonte: (CCEE, 2023a)

2.3.6.2.2 CASO 1.2: Conectado ao SIN com Autoprodução de Fonte Renovável

Para o caso 1.2, o produtor também estará conectado diretamente ao SIN, analogamente ao apresentado para o cenário 1.1. Entretanto, a energia que alimenta a planta de H2V é gerada a partir de uma usina classificada em autoprodução remota - modalidade na qual é classificado como um consumidor livre que recebe concessão, autorização ou registro para gerar energia elétrica destinada exclusivamente ao seu próprio consumo (ENERGêS, 2022). A Figura 39 ilustra a estrutura do caso 1.2 (CCEE, 2023a).

Figura 39 – Ilustração do Caso 1.2

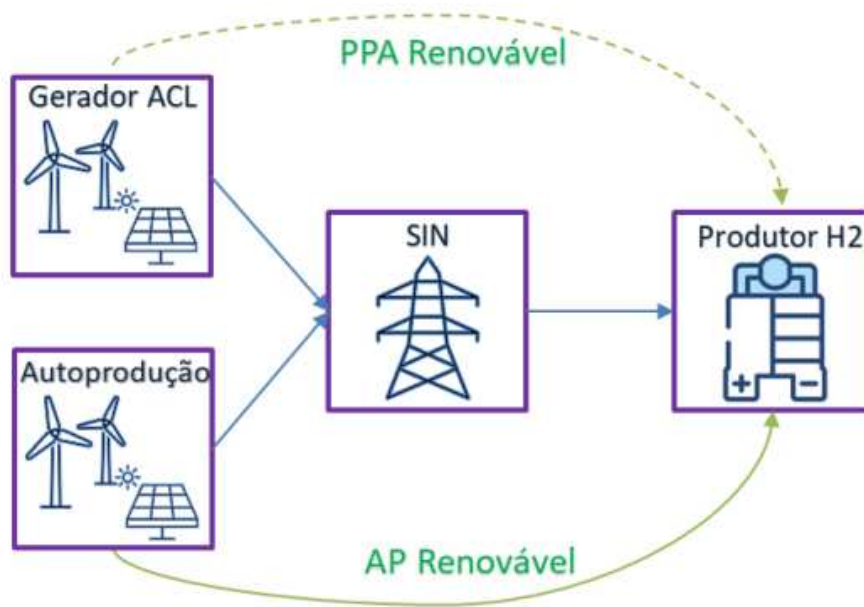


Fonte: (CCEE, 2023a)

2.3.6.2.3 CASO 1.3: Conectado ao SIN com PPA + Autoprodução de Fonte Renovável

No caso 1.3, o produtor está conectado diretamente ao SIN e firmará um PPA com um agente (gerador/comercializador) de energia, bem como possuirá uma usina classificada como autoprodução. A Figura 40 ilustra o detalhamento acima (CCEE, 2023a).

Figura 40 – Ilustração do Caso 1.3



Fonte: (CCEE, 2023a)

2.3.6.2.4 CASO 2: Conexão Direta com Autoprodução de Fonte Renovável (*Off-Grid*)

O caso 2 consiste em um produtor se conectar diretamente com a autoprodução de energia, ou seja, o sistema é classificado como *off-grid*. O caso analisado é representado na Figura 41 (CCEE, 2023a).

Figura 41 – Ilustração do Caso 2



Fonte: (CCEE, 2023a)

2.3.6.3 Marco Legal do Hidrogênio

No dia 14/12/2023, a Comissão Especial para Debate de Políticas Públicas sobre Hidrogênio Verde aprovou o projeto que estabelece um marco legal para o setor. O PL 5.816/2023, com o objetivo de financiar a nova política e impulsionar a transição energética e o desenvolvi-

mento sustentável, institui o Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixo Carbono (PHBC) (FEDERAL, 2023a).

O programa possui uma série de objetivos estratégicos delineados para promover o avanço do setor de hidrogênio de baixo carbono no cenário nacional e internacional. Entre esses objetivos, destaca-se o incentivo ao fornecimento de hidrogênio de baixo carbono em todo o território brasileiro, fortalecimento das bases científico-tecnológicas, capacitação de recursos humanos e planejamento energético (FEDERAL, 2023b).

Ademais, o PHBC busca essencialmente promover o desenvolvimento sustentável e expandir o mercado de trabalho nas cadeias produtivas do hidrogênio de baixo carbono. Além disso, visa impulsionar aplicações energéticas e reconhecer a importância fundamental desse recurso como catalisador na transição energética em diversos setores da economia nacional. Entre suas prioridades estão a valorização do uso interno e externo do hidrogênio de baixo carbono, a proteção dos interesses dos consumidores, a preservação ambiental e a redução de emissões poluentes (FEDERAL, 2023b).

Por fim, a Política de Incentivo ao Hidrogênio de Baixo Carbono busca, promover a livre concorrência ao atrair investimentos nacionais e estrangeiros, por meio da integração do hidrogênio de baixo carbono na matriz energética nacional, desse modo, alinhando-se às metas do Acordo de Paris (FEDERAL, 2023b).

2.3.6.4 Hidrogênio no Ceará

O estado do Ceará tem o potencial de se tornar um dos principais polos de produção de hidrogênio verde no Brasil, uma vez que a união federativa possui grande potencial para geração de energia renovável (CIPP, 2021b).

2.3.6.4.1 Complexo Industrial e Portuário do Pecém (CIPP)

O estado do Ceará conta com o Complexo Industrial e Portuário do Pecém (CIPP S/A), localização estratégica próxima dos Estados Unidos, da Europa e do Oriente Médio. Ademais, a infraestrutura do porto se encontra em constante evolução, com uma média de crescimento anual de cargas de 19,5%. Outro diferencial relacionado ao Porto do Pecém consiste na parceria que o Governo do Estado do Ceará firmou com o Porto de Roterdão em 2018. O Complexo do Pecém também fornece benefícios fiscais às empresas que desejarem se estabelecer nas instalações portuárias, por meio da Zona de Processamento de Exportação (ZPE) (CIPP,

2021b).

Com relação ao aspecto geográfico, o Porto do Pecém permite o fácil acesso a navios que viajam entre a América do Sul, a Europa e a América do Norte. Desse modo, o tempo de trânsito das mercadorias que passam por ele pode vir a reduzir, contribuindo para um processo logístico mais eficiente. Além disso, a localização estratégica do Pecém oferece uma conectividade excepcional para o interior do Brasil e para os mercados vizinhos da América do Sul, facilitando a distribuição de cargas por terra. A Figura 42 ilustra as possíveis rotas marítimas a serem seguidas, tomando o CIPP como ponto de partida (CIPP, 2023a).

Figura 42 – Tempo duração de rotas marítimas do Ceará



Fonte: (CIPP, 2021b)

Os benefícios fiscais presentes na ZPE são a isenção de impostos federais, estaduais e municipais, visando a incentivar a permanência de empresas no complexo portuário, acarretando em uma economia de 30 % a 40% referente tanto ao *Capital Expenditure* (CAPEX) quanto ao *Operational Expenditure* (OPEX) de investidores, os quais são, respectivamente, o capital para implantação e para manutenção de um projeto (CIPP, 2023a).

Outrossim, o objetivo da parceria com o porto holandês, em geral, é a promoção da expansão do fluxo portuário, por meio de uma gestão conjunta (CIPP, 2021a). Isso atrairá investimentos internacionais, implicando no desenvolvimento da região e do Porto do Pecém.

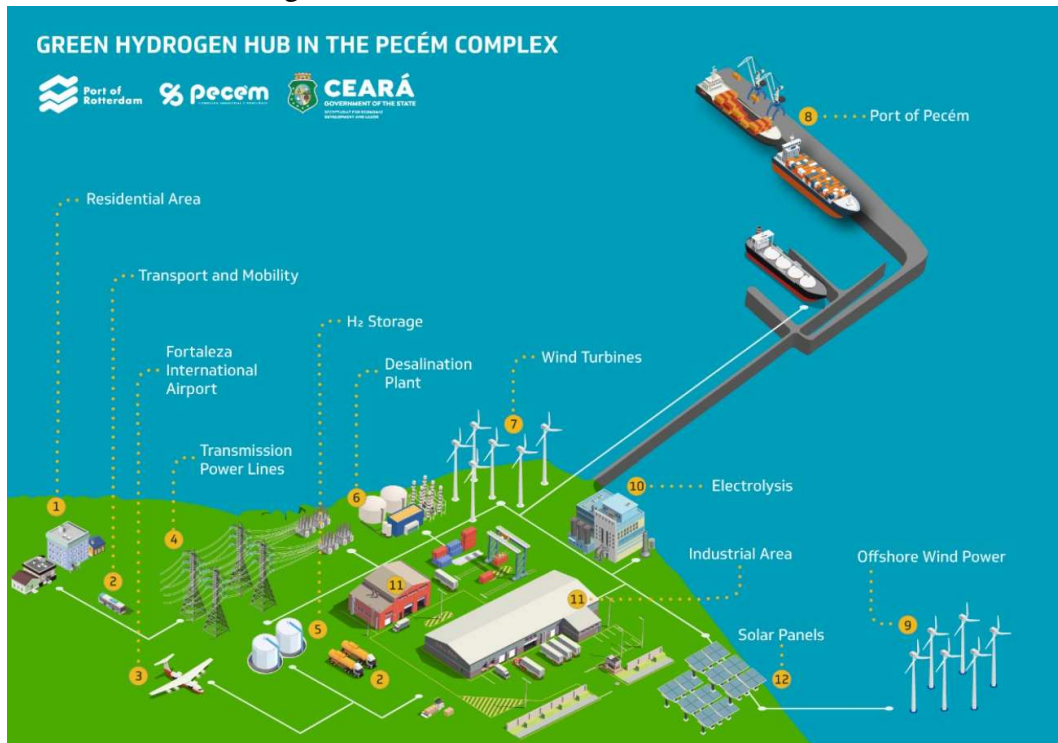
2.3.6.4.2 Hub de Hidrogênio

O Hub de Hidrogênio Verde foi lançado em 2021 e conta com a parceria da Universidade Federal do Ceará (UFC), da Federação das Indústrias do Estado do Ceará (FIEC) e do Complexo do Pecém. Nesse contexto, o hub tem o objetivo de tornar o Ceará referência global em fornecimento de hidrogênio verde. Conseqüentemente, promovendo a geração de empregos e a descarbonização do planeta (CIPP, 2023a). O hub tem previsão para iniciar a exportação de H₂ via ZPE em 2025, com estimativa de chegar a 1,3 Mt/ano em 2030.

O *hub* será potencializado por todas as vantagens competitivas intrínsecas ao complexo portuário no qual ele será desenvolvido. Nesse contexto, o estado do Ceará terá benefícios, como um maior desenvolvimento tecnológico, industrial e socioeconômico em escala tanto estadual quanto regional. Ademais, naturalmente, diversas empresas do setor de energias e de hidrogênio (i.e., produtoras; de armazenamento e de transporte). Isso implicará em um aumento no PIB da união federativa, bem como nas receitas estaduais e nacionais (via exportação), por meio da aplicação prática de conhecimentos técnicos dos agentes supracitados (CIPP, 2021b).

A Figura 43 ilustra de forma simplificada a infraestrutura planejada no CIPP, destacando como se daria uma possível planta de produção de hidrogênio verde a ser instalada nas dependências do porto.

Figura 43 – Hub de Hidrogênio Verde no CIPP



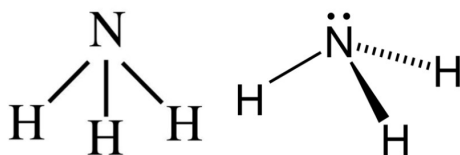
Fonte: (CEARÁ, 2022)

2.4 Amônia

2.4.1 O que é amônia?

A amônia (NH_3) é um composto químico formado a partir de nitrogênio (N) e de hidrogênio (H) (IBERDROLA, 2023a). Sua participação é indispensável para a agricultura internacional, uma vez que ela está presente em fertilizantes nitrogenados (aproximadamente 70% de todo o NH_3 produzido). Ademais, a amônia também pode ser utilizada em aplicações industriais, como na produção de plásticos e de explosivos (IEA, 2021a).

A Figura 44 representa a estrutura molecular do composto produzido.

Figura 44 – Fórmulas estruturais da amônia (NH_3)

Fonte: (CEARÁ, 2022)

A imagem da esquerda ilustra de forma bidimensional, enquanto a representação da direita mostra a orientação dos átomos no espaço, usando o plano da página e cunhas saindo do plano em questão.

2.4.2 Reação Haber-Bosch

O processo de Haber-Bosch (HB) foi nomeado em homenagem a Fritz Haber (1868–1934) e a Carl Bosch (1874–1940), os quais exerceram papéis fundamentais para a produção industrial de amônia. Ambos foram motivados pela busca por compostos nitrogenados durante a Primeira Guerra Mundial (ATKINS *et al.*, 2018). As Figuras 45 e 46 ilustram ambos os pesquisadores supracitados.

Figura 45 – Fritz Haber (1868-1934)



Fonte: (ATKINS *et al.*, 2018)

Figura 46 – Carl Bosch (1874–1940)



Fonte: (ATKINS *et al.*, 2018)

A reação consiste na utilização de nitrogênio obtido diretamente do ar. Haber

aqueceu nitrogênio e hidrogênio sob pressões elevadas na presença de ferro, como pode ser visto na Equação 2.6 (ATKINS *et al.*, 2018).



O processo utiliza um metal (ferro - Fe) como catalisador, com o intuito de fazer a reação ocorrer de forma mais rápida. Nela, ao se atingir o equilíbrio, a concentração de amônia presente no processo era muito baixa. Nesse contexto, Fritz Haber propôs uma técnica de reação utilizando alta pressão, visando a aumentar a quantidade de produto formado (ATKINS *et al.*, 2018).

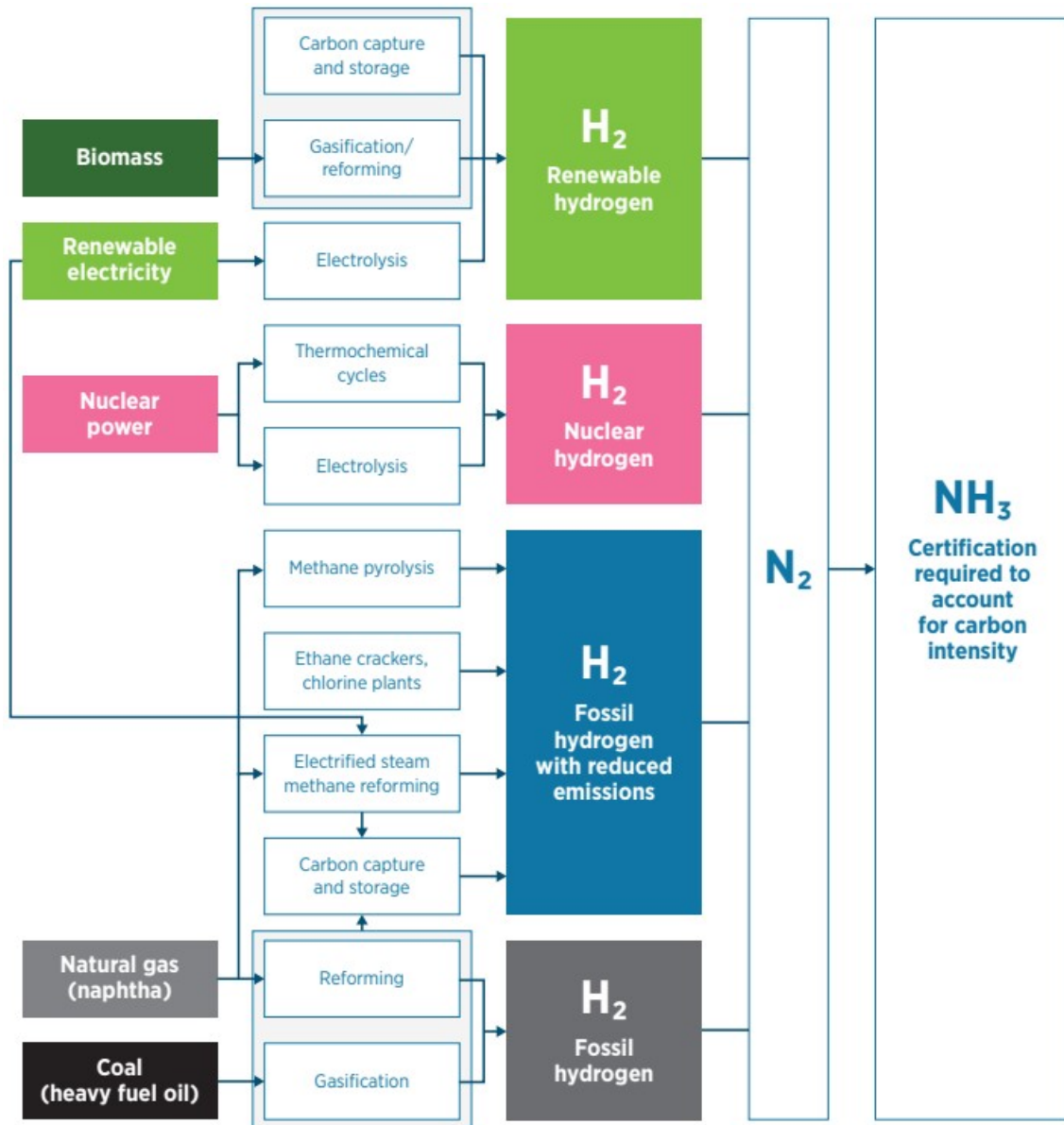
Haber foi responsável por implementar a reação em escala laboratorial, ao passo que Bosch evoluiu o processo para a escala de produção industrial. Ambos pesquisadores foram reconhecidos com um prêmio Nobel (CHEN *et al.*, 2019).

2.4.3 Amônia Verde

A amônia pode ser categorizada a partir do seu método de produção. Atualmente, a NH₃ é produzida a partir do gás natural, assim, ela é chamada de amônia cinza (IBERDROLA, 2023a).

A Figura 47 ilustra as possíveis rotas de produção de amônia, tomando como base a produção de hidrogênio, a partir de diversas fontes de energia.

Figura 47 – Rotas de produção da amônia verde

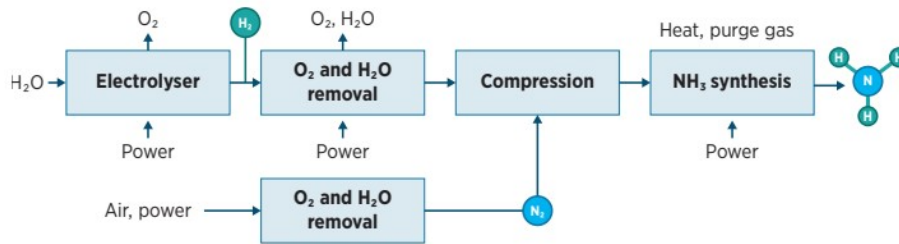


Fonte: (IRENA, 2022c)

Dessa forma, a amônia verde consiste no produto da reação de Haber-Bosch na qual utilizou-se hidrogênio verde (IRENA, 2022c).

A Figura 48 ilustra uma planta de produção de amônia engloba tanto a produção de hidrogênio verde a partir da eletrólise, bem como a captura de ar e a separação do nitrogênio para que seja executada a reação de Haber-Bosch, resultando em NH_3 verde como produto.

Figura 48 – Diagrama de blocos de uma planta de produção de amônia verde



Fonte: (IRENA, 2022c)

A Figura 49 ilustra parte de uma planta de produção e amônia verde no Peru, contendo eletrolisadores em sua composição.

Figura 49 – Geração de hidrogênio via eletrólise para produção de amônia renovável em Cusco, Peru



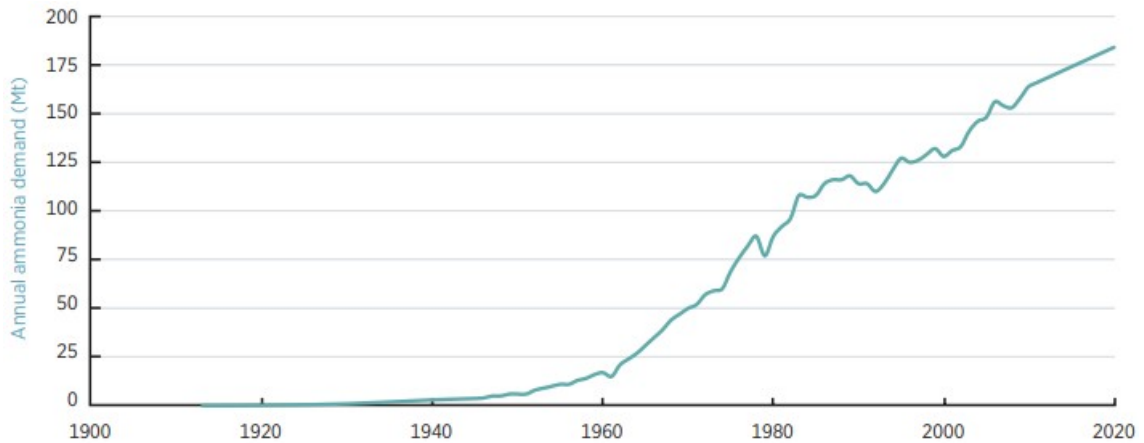
Fonte: (IRENA, 2022c)

2.4.4 Cenário Atual de NH₃ no Mundo

Segundo pesquisas da IEA, a produção de amônia em 2020 representou, aproximadamente, 2% da produção de energia global (8,6 EJ) e 1,3% da emissão de dióxido de carbono na atmosfera (450 Mt) (IEA, 2021a)

A Figura 50 apresenta o crescimento da demanda por amônia desde o ano 1900 até 2020. Há um aumento considerável a partir da década de 1960.

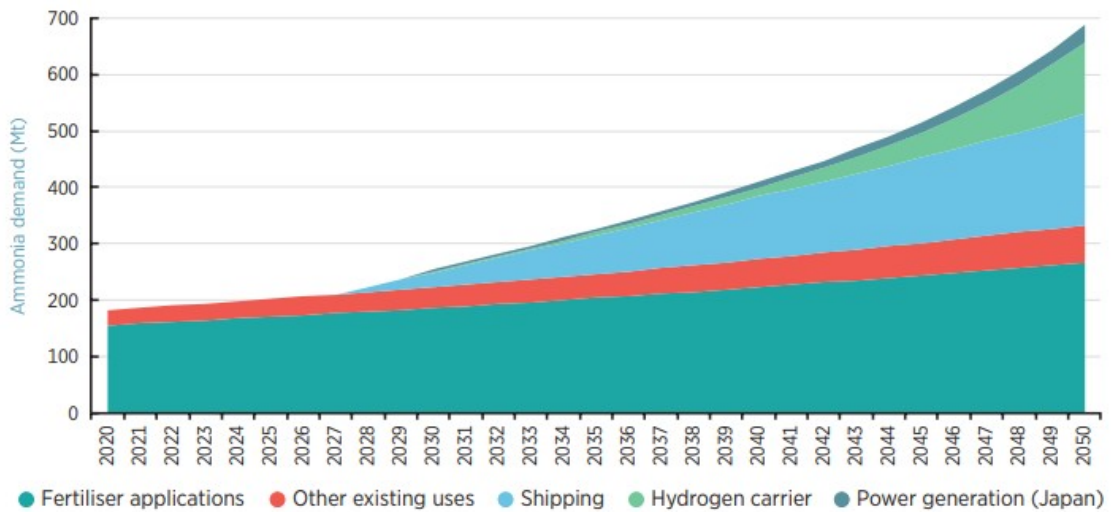
Figura 50 – Demanda global de amônia entre os anos 1900 e 2020



Fonte: (IRENA, 2022c)

A demanda passou de aproximadamente 20 Mt anualmente, em 1960 para mais de 175 Mt em 2020. Observa-se que a demanda por NH3 é um fenômeno crescente. Dessa forma, projeta-se que isto continue a ocorrer. A Figura 51 mostra uma curva de projeção de busca pelo bem em questão até 2050, na qual é válido ressaltar o crescimento do uso como combustível de navios (*shipping*).

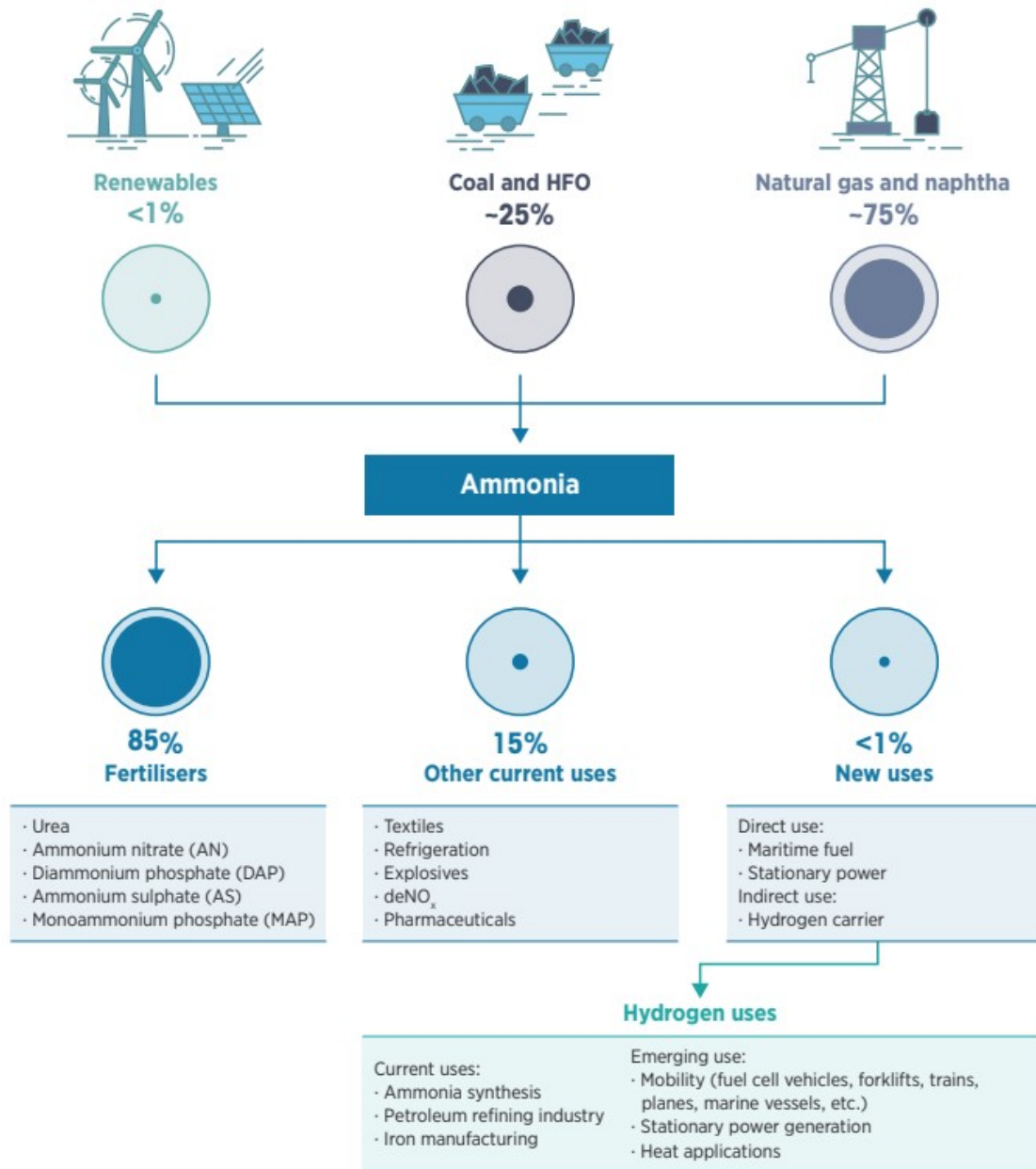
Figura 51 – Projeção da demanda por amônia até 2050



Fonte: (IRENA, 2022c)

A Figura 52 ilustra os meios de produção e os usos finais da amônia.

Figura 52 – Produção e usos da amônia



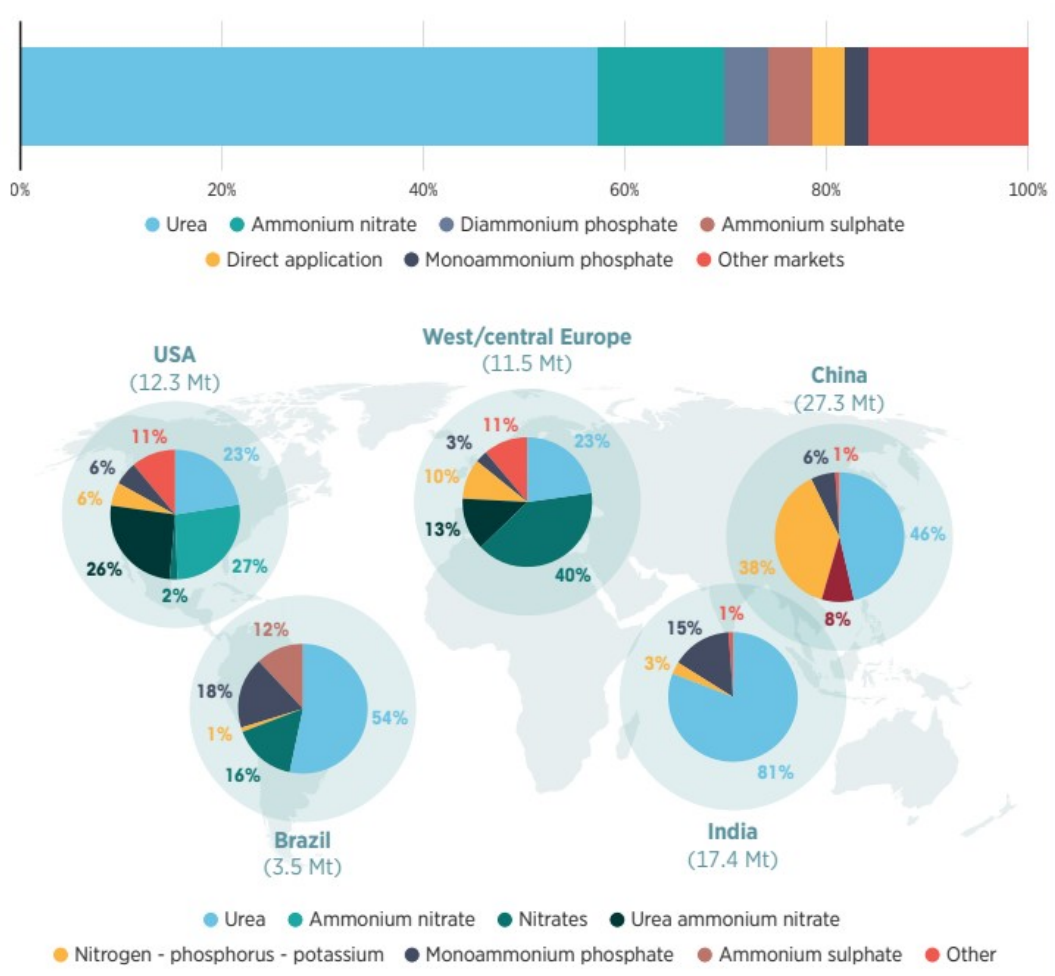
Fonte: (IRENA, 2022c)

Vale destacar a produção a partir de gás natural (75%), ao passo que a produção a partir de fontes renováveis de energia é de menos de 1% (IRENA, 2022c).

Com relação ao uso final, a principal área de aplicação da amônia é na produção de fertilizantes (85%). Com relação ao uso de hidrogênio, é importante mencionar aplicações, como células combustíveis de veículos, refino de petróleo e manufatura de ferro (IRENA, 2022c).

A Figura 53 apresenta dados complementares à análise acima, ilustrando, por região, o percentual de uso de fertilizantes nitrogenados em diversas aplicações.

Figura 53 – Aplicação de fertilizantes nitrogenados por região e por produto



Fonte: (IRENA, 2022c)

Destaca-se a ureia, com aproximadamente 55% de todos os fertilizantes produzidos (IRENA, 2022c).

2.5 Avaliação de Investimentos de Capital

É imprescindível que um projeto gere um retorno econômico. Isso está diretamente relacionado ao valor do projeto em questão. Dessa forma, para que possam ser tomadas decisões referentes ao empreendimento, avalia-se as consequências monetárias medidas em um ponto comum no tempo (SAMANEZ, 2010).

2.5.1 Valor Presente Líquido (VPL)

O Valor Presente Líquido (VPL), consiste, em geral, em um parâmetro calculado que avalia o impacto de eventos futuros associados a uma alternativa de investimento. Nesse contexto, o VPL busca estimar o valor atual de receitas e despesas futuras a uma determinada taxa de desconto (SAMANEZ, 2010).

A Equação 2.7 ilustra o cálculo do VPL.

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+K)^{t'}} \quad (2.7)$$

Onde:

- FC_t : Fluxo de caixa no t-ésimo período (R\$);
- I: Investimento inicial (R\$);
- K: Custo do capital (%); e
- t' : índice de tempo.

Caso VPL seja um valor maior que zero, isso implicará que o projeto analisado é economicamente viável (SAMANEZ, 2010).

2.5.2 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é a taxa de retorno do investimento realizado no projeto. Nesse contexto, a TIR tem o objetivo de identificar a taxa intrínseca de rendimento. Matematicamente, a TIR é uma taxa hipotética que anula o VPL (SAMANEZ, 2010).

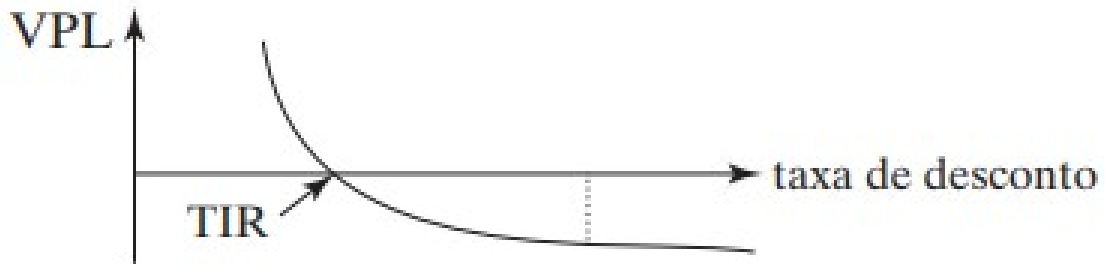
Na Equação 2.7, a TIR é o valor do custo de capital no qual resultará em um VPL nulo (geralmente representado pela letra i). Para que o investimento seja economicamente viável, é necessário que a TIR (i) seja maior que o custo do capital adotado (K). (SAMANEZ, 2010).

A Figura 54 ilustra graficamente a relação entre TIR e VPL.

2.5.3 Payback

Payback ou tempo de retorno, é um parâmetro importante para avaliar o tempo de recuperação de um investimento feito (SAMANEZ, 2010). A Equação 2.8 ilustra o cálculo do tempo de retorno.

Figura 54 – Relação entre TIR e VPL



Fonte: (SAMANEZ, 2010)

$$I = \sum_{t=1}^T \frac{FC_t}{(1+K)^{t'}} \quad (2.8)$$

Onde:

- FC_t : Fluxo de caixa no t-ésimo período (R\$);
- I: Investimento inicial (R\$);
- K: Custo do capital (%); e
- t' : índice de tempo.

O tempo de retorno é determinado pelo índice "T" quando ele resultar em um valor maior ou igual ao investimento inicial (I) (SAMANEZ, 2010).

2.5.4 Levelized Cost of Energy (LCOE)

O *Levelized Cost of Energy* (LCOE) é razão entre todos os investimentos trazidos a valor presente realizados no projeto, pela energia produzida durante a operação de uma usina. Os investimentos podem ser divididos em duas categorias: despesas de capital e despesas operacionais (CANALSOLAR, 2020).

As despesas de capital ou CAPEX (*capital expenditure*) estão relacionadas com a aquisição de bens (i.e., implantação de uma usina) .

Por outro lado, as despesas operacionais ou OPEX (*operational expenditure*) podem ser classificadas como quaisquer custos referentes à manutenção de projeto. Ademais, os gastos se enquadram como despesas, as quais costumam ser periódicas, por exemplo, anuais ou mensais (CANALSOLAR, 2020).

A Equação 2.9 representa o cálculo do custo nivelado da produção de energia (CANALSOLAR, 2020).

$$LCOE = \frac{CAPEX + OPEX}{PE} \quad (2.9)$$

Onde:

- LCOE: Custo nivelado da energia (R\$/MWh);
- CAPEX: *Capital Expenditure* (R\$);
- OPEX: *Operational Expenditure* (R\$); e
- E: Energia produzida (MWh).

2.5.5 *Levelized Cost of Hydrogen (LCOH)*

Analogamente ao custo nivelado de energia, o *Levelized Cost of green Hydrogen* (LCOH) é a razão entre o investimento total da planta de hidrogênio e montante de hidrogênio produzido (CELA, 2023).

A Equação 2.10 representa o cálculo do custo nivelado da produção de H₂.

$$LCOH = \frac{CAPEX + OPEX}{PH_2} \quad (2.10)$$

Onde:

- LCOH: Custo nivelado do hidrogênio (R\$/kg de H₂);
- CAPEX: *Capital Expenditure* (R\$);
- OPEX: *Operational Expenditure* (R\$); e
- PH₂: hidrogênio produzido (kg).

2.5.6 *Levelized Cost of Ammonia (LCOA)*

Analogamente ao custo nivelado de energia, o *Levelized Cost of Ammonia* (LCOA) é a razão entre o investimento total da planta de hidrogênio e montante de NH₃ produzido (CESARO *et al.*, 2021).

A Equação 2.11 representa o cálculo do custo nivelado da produção de amônia.

$$LCOA = \frac{CAPEX + OPEX}{PNH_3} \quad (2.11)$$

Onde:

- LCOA: Custo nivelado da amônia (R\$/t de NH₃);
- CAPEX: *Capital Expenditure* (R\$);
- OPEX: *Operational Expenditure* (R\$); e
- PNH₃: amônia produzida (t).

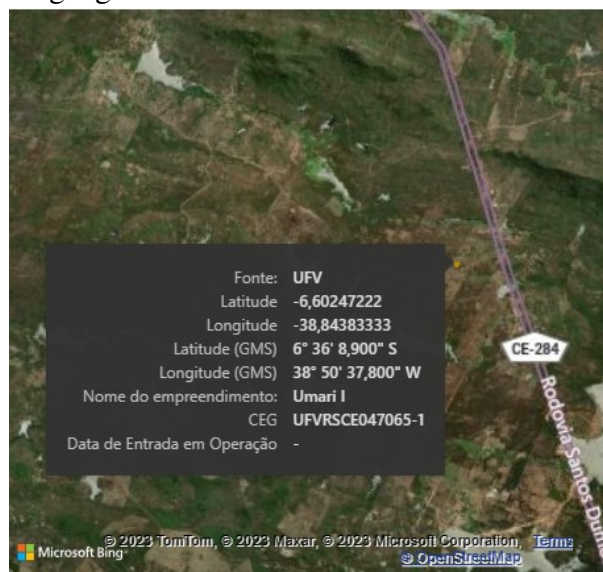
3 METODOLOGIA

Neste capítulo será discutido o passo a passo adotado para o dimensionamento tanto da usina solar fotovoltaica quanto da planta de produção de amônia verde. Além disso, serão apresentados os parâmetros técnicos e financeiros adotados no sistema proposto.

3.1 Geração Solar Fotovoltaica

Uma das premissas do trabalho consiste na utilização de uma usina de geração solar fotovoltaica fictícia. Para a escolha da localização do empreendimento, utilizou-se as coordenadas de uma usina real, que será construída no estado do Ceará, mais especificamente, na cidade de Umari. A Figura 55 contém a localização específica da usina Umari I.

Figura 55 – Dados geográficos da usina Umari I



Fonte: (ANEEL, 2023d)

A definição da localização da usina fictícia foi realizada desse modo, com o intuito de evitar quaisquer inconsistências acerca do local a ser considerado na simulação de geração, como a escolha de um terreno impróprio para a implantação de uma usina, (i.e., uma área com vegetação densa e protegida por regulamentações ambientais rígidas, que impossibilitaria a instalação dos painéis solares sem causar danos significativos ao ecossistema local).

3.1.1 Parâmetros da Usina

3.1.1.1 Parâmetros Geográficos

A Tabela 2 contém os parâmetros geográficos da usina simulada.

Tabela 2 – Parâmetros Geográficos da Usina

| Parâmetros Geográficos da Usina | |
|--|----------------|
| Latitude (°) | -6,60 |
| Longitude (°) | -38,84 |
| Altitude (m) | 252 |
| Albedo | 0,25 |
| Área da Usina (ha) | 956,42 |
| Área de Reserva Legal (ha) | 239,10 |
| Área Total do Terreno (ha) | 1195,52 |

Fonte: Autor

Para determinação da área do empreendimento, utilizou-se o *software* AutoCAD para desenhar a usina em um terreno genérico. Para mais detalhes, consultar Anexo D. Vale ressaltar que os valores da área da usina, bem como da reserva legal foram definidos, tomando como base a Lei 12.651/2012, a qual é responsável por tornar obrigatório que um percentual de 20% da área do terreno seja destinado para reserva legal (EMBRAPA, 2023).

3.1.1.2 Parâmetros de Geração

Para o dimensionamento da usina proposta, definiu-se a potência de saída, bem como um inversor central (equipamento mais comumente utilizado neste tipo de empreendimento, como pode ser observado na Figura 22 e um modelo de módulo fotovoltaico bifacial (tecnologia utilizada na maioria dos projetos vencedores de leilões, com base na Figura 21).

A Tabela 3 contém os parâmetros elétricos da usina, como quantidade de módulos, de inversores e a potência do empreendimento.

Tabela 3 – Parâmetros Elétricos - Usina

| Parâmetros Elétricos - Usina | |
|-------------------------------------|-----------|
| Potência (MW) | 500,00 |
| Potência (MWp) | 625,82 |
| Energia Gerada (MWh/ano) | 1.336.780 |
| Fator de Capacidade (%) | 30,52 |
| Número de Inversores | 160 |
| Número de Módulos Fotovoltaicos | 906.984 |
| Número de Módulos em Série | 27 |
| Número de Strings | 33.592 |

Fonte: Autor

A energia produzida a ser considerada na análise foi estimada a partir da simulação no *software* PVsyst (detalhes dos resultados da simulação serão discutidos posteriormente). Entretanto, a partir do conceito de fator de capacidade, pode-se efetuar o cálculo da geração de energia por meio da Equação 3.1, considerando uma perda anual na eficiência dos painéis fotovoltaicos (decaimento) (EPE, 2021b).

$$E = P_{AC} \cdot FC \cdot (1 - \text{Decaimento}) \cdot 8760 \quad (3.1)$$

Onde:

- P_{AC} : Potência instalada da usina (MW);
- FC: Fator de capacidade AC;
- 8760: Número de horas que há em um período de 1 ano; e
- Decaimento: Perda percentual de eficiência que a UFV apresenta com o tempo, resultando em uma redução anual na geração (considerou-se uma degradação nos equipamentos e 2,0% para o primeiro ano de operação e, para os anos seguintes, 0,45%).

A Tabela 4 resume os parâmetros referentes aos equipamentos utilizados na geração de energia. Para mais detalhes, consultar os Anexos B e C.

Tabela 4 – Parâmetros elétricos do equipamentos utilizados na usina simulada

| Parâmetros Elétricos - Equipamentos | |
|--|----------------------------|
| Inversor | |
| Marca | Sungrow |
| Módulo do Inversor | SG3125HV-20 |
| Número de Inversores | 160 |
| Eficiência (%) | 99 |
| Máxima Corrente de Saída (A) | 3458 |
| Faixa de Tensão AC (kV) | 10 - 35 |
| Fator de Potência | 0,99 |
| Painel Fotovoltaico (STC) | |
| Marca | Canadian Solar |
| Modelo do Painel | CS7N-690TB-AG 1500V |
| Tensão Máxima do Sistema (V) | 1500 |
| Eficiência (%) | 22,2 |
| Pmax Potência Nominal (Wp) | 690 |
| Vmp Tensão Máxima de Operação (V) | 39,6 |
| Imp Corrente Máxima de Operação (A) | 17,43 |
| Voc Tensão de Circuito Aberto (V) | 47,5 |
| Isc Corrente de Curto-Circuito (A) | 18,39 |

Fonte: Autor, adaptado de (CANADIANSOLAR, 2023) e (SUNGROW, 2023)

Vale ressaltar que as informações supracitadas do painel são de parâmetros verificados em *Standard Testing Conditions* (STC). Ou seja, para uma irradiação de 1000 W/m² e uma temperatura das células de 25 °C (PORTALSOLAR, 2023).

As Figuras 56 e 57 ilustram, respectivamente, o módulo fotovoltaico e o inversor escolhidos para a UFV proposta.

Figura 56 – Módulo fotovoltaico CS7N-690TB-AG 1500 V



Fonte: (CANADIANSOLAR, 2023)

Figura 57 – Inversor central SG3125HV-20



Fonte: (SUNGROW, 2023)

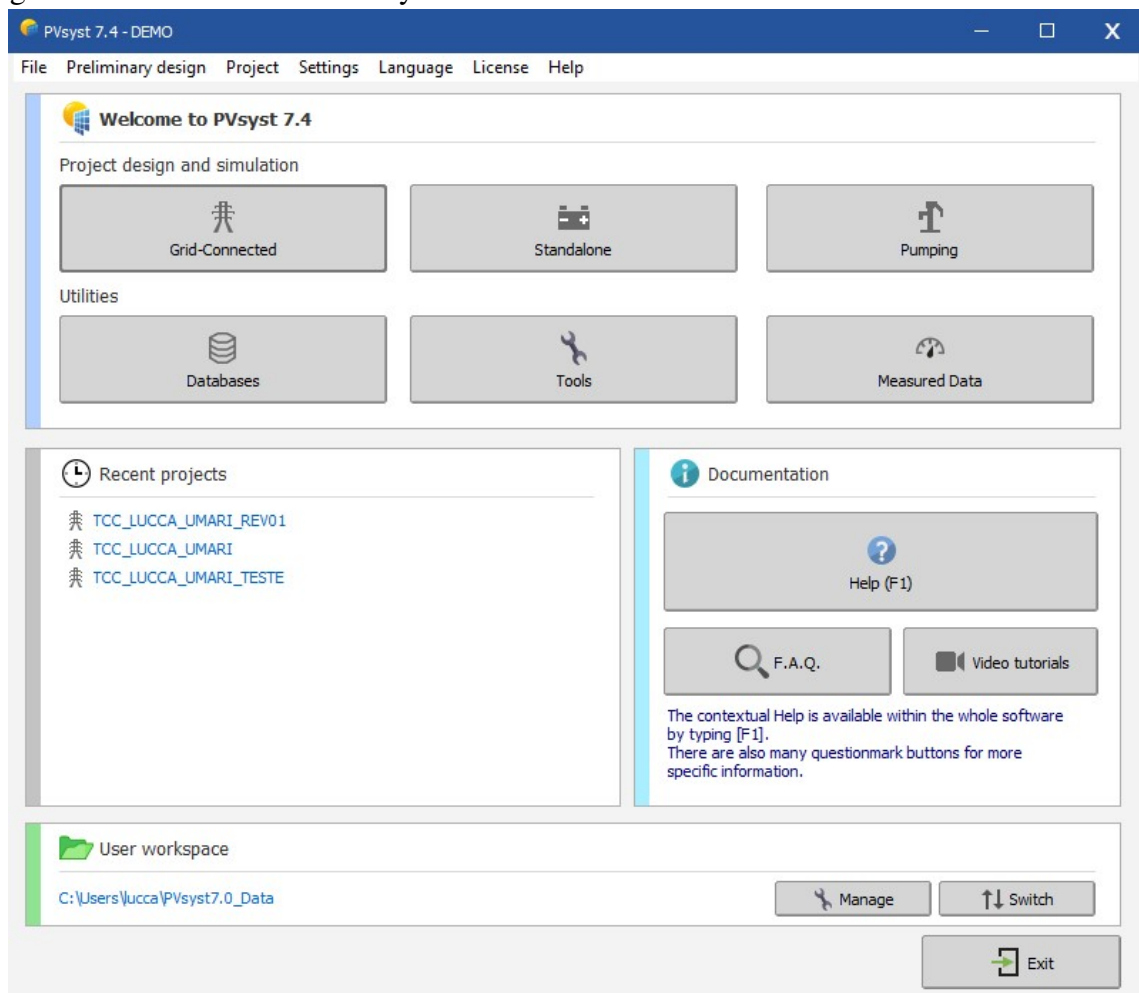
3.1.2 Simulação

3.1.2.1 Visão Geral

A simulação da geração de energia foi feita no *software* PVsyst. O programa foi desenvolvido em 1992 por André Mermoud, com o intuito de estudar e simular sistemas fotovoltaicos. Ele também foi responsável por desenvolver uma ferramenta de sombreamento 3D que está presente no programa (SA, 2020).

O PVsyst apresenta diversas funcionalidades referentes a simulação de uma usina fotovoltaica. A Figura 58 ilustra o menu principal.

Figura 58 – Menu inicial do PVsyst



Fonte: (SA, 2020)

Nele é possível realizar simulações de usinas tanto conectadas à rede elétrica (*on-grid*) quanto *off-grid*. A usina proposta é um modelo conectado à rede, portanto, seleciona-se a

opção *Grid Connected*.

3.1.2.2 Base de Dados Meteorológicos

A Figura 59 ilustra a vasta base de dados meteorológicos para simulações de dados horários, bem como mensais. Os dados horários são mais comumente utilizados no processo de habilitação técnica de empreendimentos para participação de leilões (EPE, 2021c).

Figura 59 – Bases de dados meteorológicos presentes no PVsyst

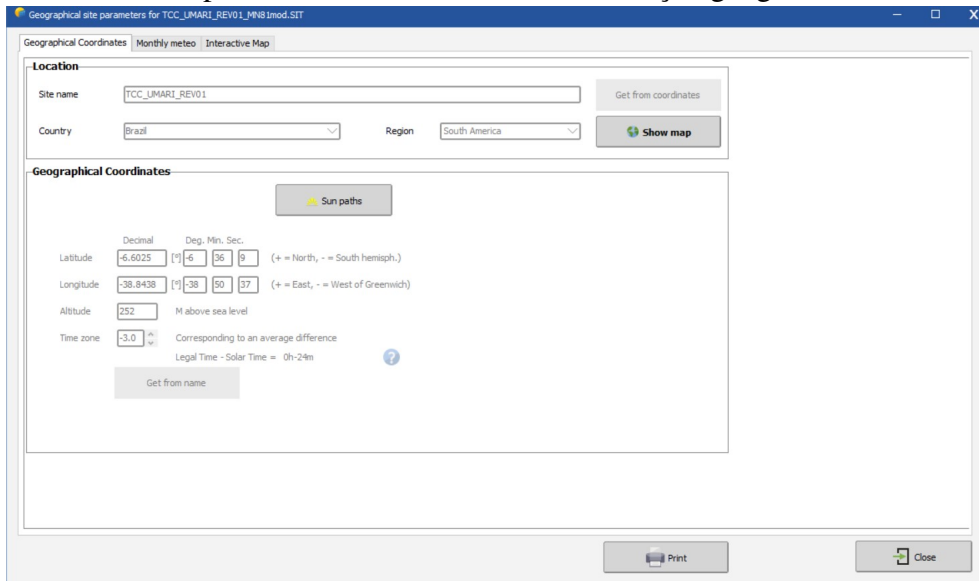
| Database | Region | Values | Source | Period | Variables | Availability | PVsyst import | |
|--|---------------------------|--|--|--------------------------------------|------------------------------------|---|---|---|
| Meteonorm | Worldwide | Hourly | Synthetic generation | Reference | GHI, DHI, Tamb, Wind, RH | Included in PVsyst | At site creation and available for sites from other sources | |
| NREL NSRDB Viewer | USA & Americas | (Sub-) Hourly | Satellites 4 × 4 km ² PSMv3 model | 1998-2021 & TMY | GHI, DHI, Tamb, Wind | Web free Included in PVsyst since version 6.76 | Direct (file) .csv SAM CSV format. TMY at site creation (requires internet access) | |
| | South Asia | Hourly | Satellites 10 × 10 km ² SUNY model | 2000-2014 & TMY | GHI, DHI, Tamb, Wind | Included in PVsyst since version 6.76 | | |
| | Europe, Africa & Asia | (Sub-) Hourly | Satellites 4 × 4 km ² PSMv3 model | 2017-2019 & TMY | GHI, DHI, Tamb, Wind | Included in PVsyst since version 7.3 | | |
| | Asia, Australia & Pacific | (Sub-) Hourly | Satellites 2 × 2 km ² PSMv3 model | 2016-2020 & TMY | GHI, DHI, Tamb, Wind | Included in PVsyst since version 7.3 | | |
| PVGIS | PVGIS-SARAH2 | Europe, Asia, Africa and South America (below 20S) | Hourly | Satellites 0.05° × 0.05° (~5km) | 2005-2020 & TMY | GHI, DHI, DNI, Tamb, Wind etc. | Web free | TMY at site creation (requires internet access) |
| | PVGIS-NSRDB | Americas (above 20S) | Hourly | Satellites 0.038° × 0.038° (~4km) | 2005-2015 | GHI, DHI, Tamb, Wind | Web free | At site creation (requires internet access) |
| | PVGIS-ERA5 | Worldwide | Hourly | Reanalysis 0.25° × 0.25° (~25km) | 2005-2020 & TMY | GHI, DHI, DNI, Tamb, Wind etc. | Web free | TMY at site creation (requires internet access) |
| Explorador Solar | Chile | Hourly | Satellites 90 × 90 km ² | 2004-2016 & TMY | GHI, DHI, Tamb, Wind | Paid service | Direct (file) .csv SAM CSV format, .csv PVsyst format. | |
| SolarGIS | Worldwide | (Sub-) Hourly | Meteosat, ERA 250 × 250 km ² | 1994-today & TMY | GHI, DHI, Tamb, Wind | Paid service | Direct (file) native + .csv PVsyst format. | |
| Vaisala | Worldwide | (Sub-) Hourly | Satellites MODIS, MERRA-2 | 1996-today & TMY | GHI, DHI, DNI, Tamb, Wind, RH, PW | Paid service | Direct (file) .csv native | |
| Reinhart | Worldwide | Hourly | Multiple Satellites | 2004-today | GHI, DHI, DNI, Tamb, Wind | Paid service | Direct (file) .csv PVsyst format | |
| Solcast | Worldwide | (Sub-) Hourly | Satellites, ERA, MERRA2, MODIS | 2007-today & TMY | GHI, DHI, DNI, Tamb, Wind, RH, PW | Paid service | TMY at site creation, Timeseries using csv, .csv PVsyst format. | |
| SoDa-HelioClim-3 | Europe, Africa | Hourly | Meteosat | 2004-today & TMY | GlobH | Paid service | Direct (file) .csv PVsyst format | |
| SolarAnywhere (SUNY model) | Worldwide | (Sub-) Hourly | Satellites 10km nominal 1km nominal 0.5km nominal | 1998-today & TMY | GHI, DHI, DNI, Tamb, Wind, RH | Paid service | TMY at site creation (requires internet access) Direct (file) .csv native SolarAnywhere format. | |
| Vortex Solar | Worldwide | Hourly | Satellites | 1997-today | GHI, DHI, Tamb | Paid service | Direct (file) .csv PVsyst format | |
| ASHRAE IWECC2 | US & Canada | Hourly | 3012 ground stations outside of US and Canada | 1991-2011 & TMY | GHI, DHI, Tamb, Wind | Paid service | Direct (file) .csv PVsyst format. TMY3 format. | |
| Canada EPW | Worldwide | Hourly | Derived from other sources | 1953-1995 | DHI, Tamb | Web free | Direct (file) .csv EPW format. | |
| SE | Worldwide | (Sub-) Hourly | Satellites 3 × 3 km ² | 2004-H-40 | GHI, DHI, DNI, Tamb, Wind, RH etc. | Paid service | Direct (file) .csv PVsyst format. | |

Fonte: (SA, 2020)

Para a usina simulada, foi utilizada a base de dados meteorológicos do Meteonorm. Nesse contexto, criou-se uma localização geográfica específica, com os parâmetros presentes na Tabela 2.

A Figura 60 ilustra o menu do PVsyst no qual foram inseridos os dados supracitados.

Figura 60 – Menu de preenchimento de dados de localização geográfica

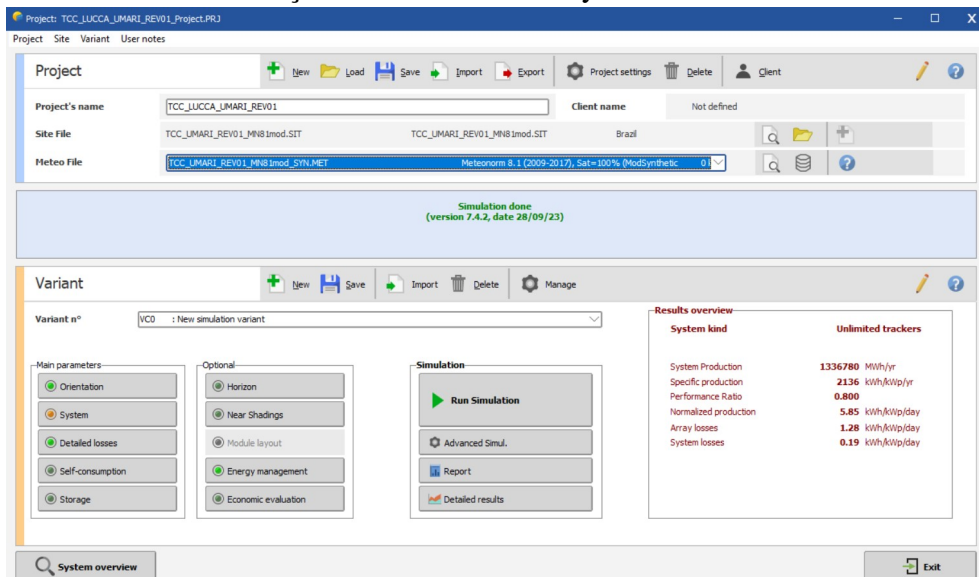


Fonte: (SA, 2020)

3.1.2.3 Sistema Simulado (Variante)

O PVsyst permite que diversos detalhes da simulação sejam alterados. A Figura 61 ilustra o menu de simulação, bem como os parâmetros que serão alterados e considerados na simulação.

Figura 61 – Menu de simulação da variante no PVsyst



Fonte: (SA, 2020)

3.1.2.3.1 Orientação do Sistema

O programa permite que seja considerado o uso de *trackers* (rastreadores) na aba *Orientation*. Para o projeto proposto, considerou-se o uso de rastreadores com angulação dos módulos de -60° a $+60^\circ$, sem *backtracking* (rastreamento considerando a bifacialidade do painel). Por fim, o *pitch* (distância entre o ponto superior de uma mesa e o ponto inferior da mesa imediatamente abaixo) é de 10 metros (SA, 2020).

3.1.2.3.2 Sistema

Para a simulação do sistema em si, pode-se escolher diversos equipamentos presentes no catálogo do PVsyst, entre inversores e módulos fotovoltaicos utilizados no mercado (SA, 2020).

Ademais, o *software* dá a possibilidade de criar produtos mais recentes que não estejam presentes em sua listagem. Para isso, toma-se como base as informações presentes nos respectivos *datasheets*.

Uma funcionalidade utilizada presente no sistema consiste na consideração de ganhos na geração por bifacialidade dos painéis solares (caso o equipamento disponha de tal tecnologia). Na aba *Bifacial system*, optou-se por alterar somente o albedo do solo, o qual, por conta da região na qual se localiza a usina proposta, adotou-se o valor de 0,25, presente na Tabela 1.

Após a definição dos equipamentos presentes na usina, é possível dimensioná-la utilizando dois parâmetros limitantes: a área de módulos na usina e a potência pico. No sistema simulado, definiu-se a potência de 625.819 kWp, resultando em uma potência instalada de 500.000 kW, como pode ser observado na Tabela 3.

3.1.2.3.3 Perdas

O PVsyst permite que diversos parâmetros referentes às perdas sejam considerados. Nesse contexto, a Tabela 5 resume todas as perdas consideradas no sistema proposto.

Tabela 5 – Perdas consideradas na simulação.

| Perdas Consideradas na Simulação | |
|---|-------|
| Parâmetros Térmicos | |
| Fator de Perda constante U_c (W/m ² .K) | 29,00 |
| Fator de Perda do Vento U_v (W/m ² .K m/s) | 0,00 |
| Perdas Ohmicas | |
| Percentual de Perda em STC (%) | 1,50 |
| Queda de Tensão no Diodo (V) | 0,70 |
| Qualidade do Módulo | |
| Perda de Eficiência (%) | -0,30 |
| Degradação de Luz Induzida | |
| Fator de Perda (%) | 2,00 |
| Incompatibilidade dos Módulos | |
| Perdas em MPP (%) | 2,00 |
| Incompatibilidade de Tensão das Strings | |
| Perdas em MPP (%) | 0,15 |
| Perdas no Solo | |
| Fator de Perda Anual (%) | 3,00 |
| Envelhecimento | |
| Ano de Simulação | 10 |
| Fator de Degradação Global (%) | 3,80 |
| Fator de Degradação por Incompatibilidade (%) | 1,91 |
| Fator de Degradação Médio (%/ano) | 0,40 |
| Redução da Imp (RMS) (%/ano) | 0,40 |
| Redução da V_{mp} (RMS) (%/ano) | 0,40 |

Fonte: Autor

Ademais, a Tabela 6 ilustra os períodos de indisponibilidade da usina. Tal indisponibilidade foi considerada para 5 datas aleatórias via interface do *software*.

Tabela 6 – Períodos de indisponibilidade considerados na simulação.

| Indisponibilidade | |
|--|-------------|
| Percentual de Indisponibilidade (%) | 2,00 |
| Períodos de Indisponibilidade | |
| Data | Duração (h) |
| 09/01/1990 | 35 |
| 16/05/1990 | 35 |
| 10/08/1990 | 35 |
| 29/11/1990 | 35 |
| 30/12/1990 | 35 |

Fonte: Autor

3.1.3 Análise de Viabilidade Financeira da UFV

A análise financeira de todas as etapas presentes no sistema proposto (geração de energia; produção de hidrogênio e produção de amônia) são processos semelhantes. Nesse contexto, avalia-se o produto (energia; H2V e NH3V) e as estimativas de gastos (CAPEX + OPEX), realizando-se uma comparação com valores previstos nacional ou internacionalmente, fornecidos a partir de pesquisas feitas por instituições renomadas (i.e., IEA; IRENA; EPE).

3.1.3.1 Tarifas e Inflação

A Tabela 7 apresenta o percentual de tributações que devem ser consideradas em um projeto de usina solar fotovoltaica, segundo a Lei Federal N° 9.249/95; a Lei Federal N° 10.637/01 e a Lei Federal N° 10.833/03 (RUIZ, 2021).

Tabela 7 – Parâmetros de regimes tributários

| Regime Tributário | Lucro Real | Lucro Presumido |
|--------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| IRPJ | 15% do LAIR | 15% sobre 8% da receita bruta |
| IRPJ Adicional | 10% p/ acima de R\$20 mil/mês | 10% p/ acima de R\$20 mil/mês |
| CSLL | 9% sobre LAIR | 9% sobre 12% da receita bruta |
| PIS/PASEP | 1,65% da receita bruta | 0,65% da receita bruta |
| COFINS | 7,6% da receita bruta | 3% da receita bruta |

Fonte: (RUIZ, 2021)

Como premissa do sistema, considerou-se o regime de tributação sobre o lucro presumido, pois ele é considerado uma forma de tributação simplificada, uma vez que ele permite a presunção da base de cálculo do Imposto de Renda (IRPJ) e da Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido (CSLL) (RUIZ, 2021).

Com relação à inflação, o IPCA (Índice de Preços ao Consumidor Amplo) acumulado adotado nos cálculos foi de 3,50% (NUBANK, 2023). Ademais, considera-se um *spread* (juros cobrados para cobrir eventuais perdas por inadimplência dos clientes) de 5,15% (referente ao mês de setembro de 2023) (BNDES, 2023a).

3.1.3.2 Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

Além das tributações supracitadas, deve-se considerar a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST). Essa tarifa é definida pela ANEEL a depender do barramento no qual a usina ou a carga será conectada.

Assim, para determinar a TUST do sistema simulado, primeiramente, utiliza-se o Sistema de Informação de Geração da ANEEL (SIGA), com o intuito de se obter o CEG (código de identificação do empreendimento de geração de energia elétrica). Com o CEG, procura-se na *internet* pela resolução autorizativa da usina, a qual é publicada no Diário Oficial da União (MME; ANEEL, 2023). A Usina Umari I, possui o CEG UFV.RS.CE.047065-1.01 e o protocolo 48500.000630/2020-21.

Após ter sido obtido o número de protocolo, utiliza-se o portal da ANEEL que disponibiliza todos os documentos submetidos para outorga (ANEEL, 2023c). Nesse contexto, o Sumário Executivo para Emissão de Outorga de Centrais Geradoras Fotovoltaicas informa que a usina Umari I será conectada no barramento da subestação SE Banabuiu 230 kV.

Portanto, segundo o painel interativo "TUST - REDE BÁSICA" da ANEEL, pode-se observar o valor a ser pago da tarifa, com base nos barramentos das subestações. Nesse contexto, a Tabela 8 foi elaborada, considerando três subestações próximas ao empreendimento proposto, com o intuito de avaliar mais de uma opção de conexão.

Tabela 8 – Valores da TUST para subestação próxima à usina proposta

| Subestação | TUST (R\$/kW) | Distância (km) |
|----------------|---------------|----------------|
| SE Icó | 8,518 | 21,2 |
| SE Banabuiu | 8,705 | 143,9 |
| SE Milagres II | 9,601 | 224,75 |

Fonte: Autor, adaptado de (ANEEL, 2023e)

Tendo em vista que a tarifa do barramento da SE Icó é menor, além de ser mais próxima do empreendimento, o valor de R\$ 4,26 foi escolhido para se calcular a TUST da usina, considerando o desconto de 50% na tarifa, segundo a Medida Provisória nº 998 (EÓLICA, 2020).

3.1.3.2.1 Cálculo da TUST

A TUST pode ser calculada a partir da Equação 3.2 (RUIZ, 2021).

$$TUST = TUST_{Bus} \cdot n \cdot P_{AC} \quad (3.2)$$

Onde:

- $TUST_{Bus}$: Valor determinado pela ANEEL a depender do barramento no qual a usina irá se conectar (R\$/kW) (valor escolhido de R\$ 4,26);
- n : Número de meses para cálculo do valor anual (12 meses); e

– P_{AC} : Potência instalada da usina (kW).

A incidência do IPCA sobre a TUST é representada pela Equação 3.3, na qual é considerado o ajuste inflacionário anual (IEZZI *et al.*, 2004).

$$TUST_{IPCA} = TUST \cdot (1 + IPCA)^t \quad (3.3)$$

Onde:

– $TUST_{IPCA}$: Valor de TUST ajustado anualmente com base no IPCA adotado (R\$).

– t : Tempo em anos

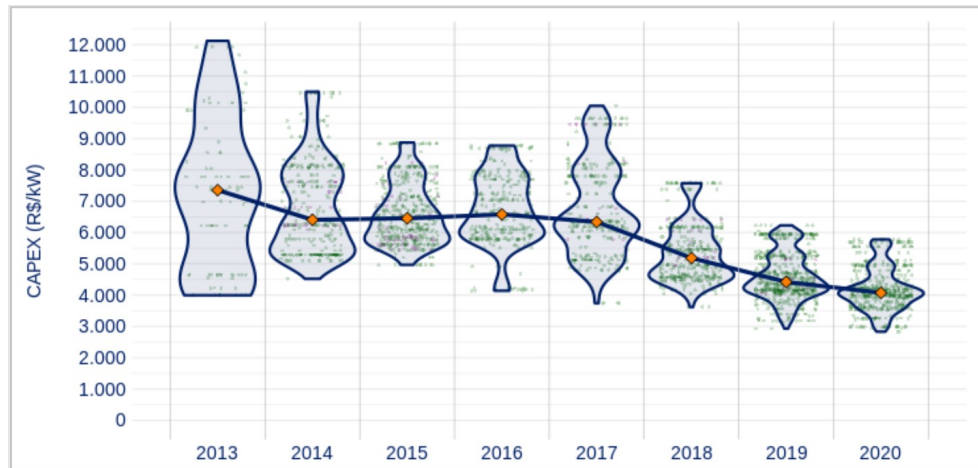
3.1.3.3 Estimativa de CAPEX

O CAPEX de uma usina solar fotovoltaica consiste, em geral, em uma informação difícil de se calcular, uma vez que depende de diversos valores os quais empresas não permitem a divulgação, como o preço de equipamentos utilizados na usina.

Entretanto, a EPE desenvolveu um documento no qual contem parâmetros financeiros de geração de energia elétrica para diversas fontes de produção de energia. O documento em questão é o Caderno de Preços da Geração (EPE, 2021b). Dessa forma, uma vez que os dados presentes no caderno da EPE são recentes, eles continuam válidos para as análises no trabalho proposto.

A Figura 62 ilustra a evolução do CAPEX de usinas de geração solar fotovoltaica entre os anos de 2013 e 2020. Observa-se uma tendência de redução no valor estimado de CAPEX. Esse comportamento pode ser explicado devido à redução de preços dos equipamentos de uma UFV, uma vez que as tecnologias se consolidam no mercado, tornando o acesso a elas mais fácil.

Figura 62 – Evolução do CAPEX de usinas solares fotovoltaicas em R\$/kW



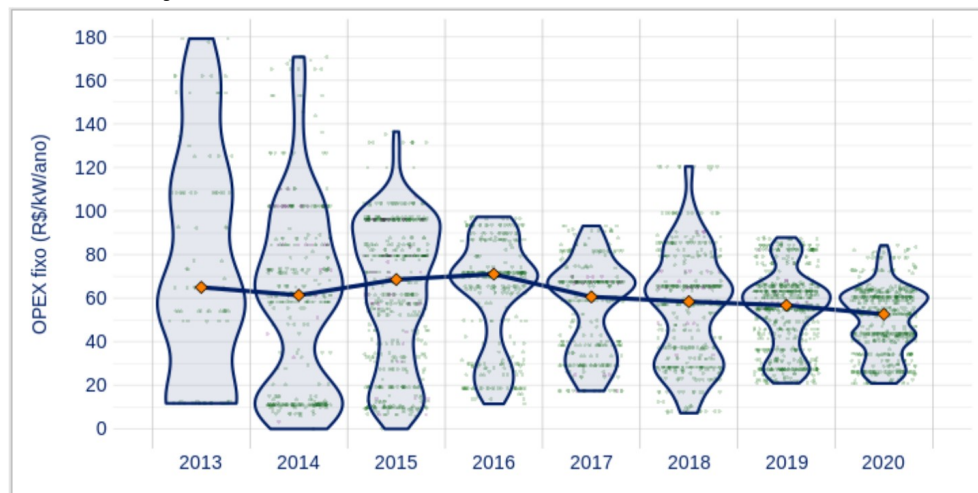
Fonte: (EPE, 2021b)

O gráfico destaca que em 2020, o valor estimado era de R\$ 4.000/ kW. Nesse contexto, como a usina proposta tem 625,82 MWp de potência instalada, seu CAPEX estimado será, aproximadamente, **R\$ 2.000.000.000,00**.

3.1.3.4 Estimativa de OPEX

O Caderno de Preços da Geração também fornece insumos para estimar o OPEX de diversos empreendimentos de geração de energia. A Figura 63 detalha a evolução das estimativas de OPEX para uma UFV.

Figura 63 – Evolução do OPEX de usinas solares fotovoltaicas em R\$/kW.ano



Fonte: (EPE, 2021b)

O gráfico na Figura 63 ilustra que em 2020 o OPEX de uma UFV apresentava uma média de R\$ 50/kW.ano. Considerou-se o valor aproximado do OPEX da usina proposta de **R\$ 2.000.000,00** investidos anualmente. Esse valor é representado pela Equação 3.4, a qual inclui todos os gastos com serviços de operação e manutenção, bem como despesas administrativas ajustadas pela inflação (IEZZI *et al.*, 2004).

$$OPEX_{IPCA} = OPEX \cdot (1 + IPCA)^t \quad (3.4)$$

Onde:

- $OPEX_{IPCA}$: Valor de OPEX ajustado anualmente com base no IPCA adotado (R\$);
- t : Tempo em anos.
- OPEX: Valor das despesas operacionais da usina (R\$); e
- IPCA: Índice de Preços ao Consumidor Amplo (inflação) (%).

3.1.3.5 Arrendamento do Terreno

O arrendamento é um contrato pelo qual uma parte (arrendador) cede temporariamente o uso de um bem, móvel ou imóvel, a outra parte (arrendatário), em troca de pagamento. Para o sistema proposto definiu-se como premissa do projeto que o investimento a ser feito para o arrendamento será equivalente a 1,5% da receita anual da usina. Assim, o investimento a ser feito com o arrendamento é determinado utilizando a Equação 3.5.

$$Arr = 1,5\% \cdot R_{Anual} \quad (3.5)$$

Onde:

- Arr: Valor a ser pago para o arrendamento (R\$)
- R_{Anual} : Receita anual da usina (R\$)

Nesse contexto, os devidos ajustes inflacionários também são levados em consideração para a determinação deste parâmetro.

Por fim, para os considerou-se um valor inicial de R\$ 3.000.000,00, tomando como base o valor do arrendamento para o primeiro ano de operação da usina.

3.1.3.6 Financiamento

3.1.3.6.1 Visão Geral

O financiamento é um aspecto fundamental de um projeto, principalmente quando ele é considerado um projeto de grande porte, pois há a necessidade de um maior capital investido para que a implantação dele ocorra.

Nesse contexto, o financiamento serve como facilitador para a implantação de uma usina, uma vez que ele torna o projeto viável. Isso se dá, pois o empreendedor, muitas vezes, não detém todo o dinheiro necessário para instalação da usina.

Há diversas linhas de financiamento, sendo uma das mais usuais a do Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES), a qual será adotada para a UFV proposta (RUIZ, 2021).

Os itens financiáveis são: obras civis, montagens e instalações, móveis e utensílios, treinamento, despesas pré-operacionais, serviços técnicos especializados, máquinas e equipamentos nacionais com código FINAME (RUIZ, 2021).

Os itens não financiáveis são: Compra de terras, arrendamento, máquinas e equipamentos importados com similar nacional, capital de giro, comissões de estruturação de financiamento, garantias financeiras, IOF e a aquisição de projeto desenvolvido por terceiros (RUIZ, 2021)

Outrossim, o limite do valor financiado é de 80% do valor total do projeto, limitado a 100% dos itens financiáveis (RUIZ, 2021). Para o sistema proposto, considerou-se um valor de financiamento de 70% do montante necessário para a implantação da usina.

O prazo de amortização é de até 24 anos, conforme capacidade de pagamento do projeto (RUIZ, 2021).

A Tabela 9 resume os parâmetros adotados para o financiamento da UFV.

Tabela 9 – Premissas adotadas para o financiamento do projeto

| Premissas do Financiamento | |
|-----------------------------------|--------------------------------|
| Prazo de Amortização (Anos) | 15 |
| Juros Base (%) | 4,5 |
| Spread (%) | 5,15 |
| Percentual do CAPEX (%) | 70 |
| Custo Garantia | 2,5% do CAPEX + 2 Anos de OPEX |

Fonte: Autor, adaptado de (RUIZ, 2021) e (BNDES, 2023a)

3.1.3.6.2 Cálculo do Financiamento

O cálculo do financiamento é feito da seguinte forma, representada pela Equação 3.6 (RUIZ, 2021).

$$C_{Loan} = 70\% \cdot CAPEX \quad (3.6)$$

Onde:

- C_{Loan} : Capital obtido por meio do financiamento (R\$); e
- CAPEX: Capital destinado a implantação da usina (R\$).

Desse montante, anualmente será amortizado um valor, o qual consiste na soma dos juros e das garantias.

A Equação 3.7 determina o cálculo do juros. Tal equacionamento leva em consideração o IPCA e o *spread* (diferença entre a taxa de empréstimo e a taxa de captação (BNDES, 2023a)) (IEZZI *et al.*, 2004).

$$J = C_{Loan} \cdot (IPCA + SPREAD) \quad (3.7)$$

Onde:

- J: Juros do financiamento (R\$);e
- C_{Loan} : Capital obtido por meio do financiamento (R\$).

A Equação 3.8 demonstra o cálculo da premissa adotada no projeto, para determinar as garantias a serem consideradas anualmente.

$$G = CG \cdot (CAPEX + 2 \cdot OPEX) \quad (3.8)$$

Onde:

- G: Garantias (R\$);
- CG: Custo de Garantia (%);
- CAPEX: Capital destinado a implantação da usina (R\$); e
- OPEX: Capital destinado a manutenção da usina (R\$).

Como premissa do projeto proposto, o percentual do custo de garantia (CG) é de 2,5% e o investimento feito para garantia é fixo, sendo ele considerando o valor do CAPEX somando a dois anos de OPEX.

3.1.3.7 Receita

A receita será calculada a partir da estimativa de geração obtida no PVsyst.

Parâmetros como a inflação e o preço da energia a ser vendida são levados em consideração para determinar quanto será o ganho do empreendimento.

Portanto, a Equação 3.9 representa cálculo da receita bruta gerada a partir da energia produzida na usina. O equacionamento contém o ajuste inflacionário anual (IEZZI *et al.*, 2004).

$$RB = E \cdot E_{R\$} \cdot (1 + IPCA)^t \quad (3.9)$$

Onde:

- RB: Receita bruta gerada a partir da venda da energia produzida (R\$);
- E : Energia gerada (MWh);
- $E_{R\$}$: Valor médio da energia no mercado a ser considerado para venda (R\$/MWh);
- t : Tempo em anos; e
- IPCA: Índice de Preços ao Consumidor Amplo (inflação) (%).

3.2 Planta de produção de Hidrogênio Verde + Amônia Verde

3.2.1 Dimensionamento da Planta de Hidrogênio Verde

O dimensionamento da planta de hidrogênio leva em consideração a energia anualmente produzida na usina solar fotovoltaica. Nesse contexto, a partir da geração, determina-se qual eletrolisador será utilizado.

A Tabela 10 ilustra os parâmetros do eletrolisador escolhido (NEL A3880).

Tabela 10 – Especificações técnicas do eletrolisador NEL A3880

| Especificações Técnicas do Eletrolisador | |
|--|--------------|
| Modelo | A3880 |
| Taxa de produção de H2 (Nm³/h) | 3.880 |
| Hidrogênio produzido diariamente (kg/ 24h) | 8.374 |
| Consumo de Energia (kWh/Nm ³) | 4,40 |
| Potência da Pilha (kW) | 2.200 |
| Pureza do H2 | 99,9 ± 0,1 % |
| Área (m ²) | 770 |

Fonte: Autor, adaptado de (HYDROGEN, 2023b)

O modelo em questão foi escolhido devido ao fato de ele ser o eletrolisador alcalino de maior porte produzido pela *Nel Hydrogen*. A tecnologia proposta é a mais difundida no mercado, apresentando equipamentos de maior escala, os quais são ideais para o projeto proposto.

A planta proposta será composta pelo eletrolisador supracitado, considerando 8 agrupamentos (*clusters*) de 8 pilhas cada, totalizando 123,20 MW. A Tabela 11 resume a estrutura dos eletrolisadores na planta proposta.

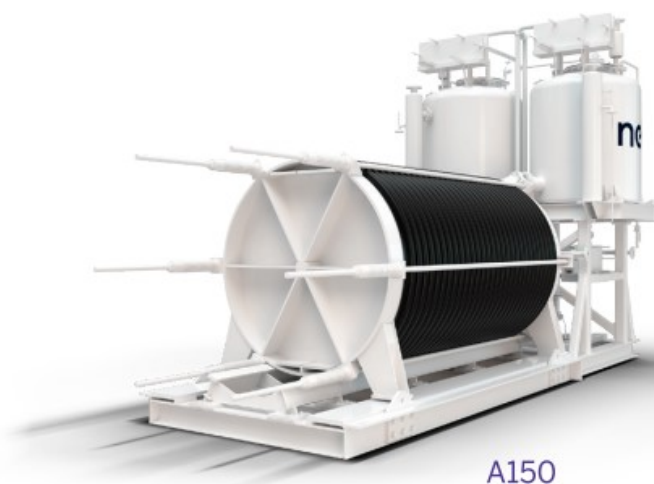
Tabela 11 – Visão geral da planta de H2V proposta

| Estrutura de Instalação dos Eletrolisadores | |
|--|---------------|
| Número de Pilhas por <i>Cluster</i> | 8 |
| Potência por <i>Cluster</i> (MW) | 17,6 |
| Número de <i>Clusters</i> | 7 |
| Potência da Planta de H2V (MW) | 123,20 |

Fonte: Autor

A Figura 64 ilustra o eletrolisador A150 da Nel. O equipamento escolhido (A3880) apresenta estrutura similar, porém um porte maior.

Figura 64 – Eletrolisador A150 Nel Hydrogen



Fonte: (HYDROGEN, 2023a)

Nesse contexto, considerou-se que a planta ficará em operação 8500 horas anualmente. Representando 97% de tempo de operação possível. Os 3% restantes foram reservados para manutenções, as quais implicam em a planta ficar impossibilitada de produzir H2.

A energia necessária para alimentar a planta anualmente pode ser calculada pela

Equação 3.10 (BISCUOLA, 2007).

$$E_{H2V} = P_{AWE} \cdot t_{H2V} \quad (3.10)$$

Onde:

- E_{H2V} : Energia necessária para alimentar a planta de produção de H2V (MWh/ano);
- P_{AWE} : Potência de eletrolisadores alcalinos (MW); e
- t_{H2V} : Tempo de operação da planta de H2V (h).

Desse modo, com a energia calculada, é possível determinar a produção anual de hidrogênio, a partir da Taxa de produção de H2 (Nm³/h) fornecida pela fabricante do eletrolisador. A Equação 3.11 ilustra o cálculo para a produção anual de um agrupamento de pilhas (BISCUOLA, 2007).

$$PH2V_C = TP_{H2V} \cdot t_{H2V} \quad (3.11)$$

Onde:

- $PH2V_C$: Hidrogênio produzido por um *cluster* em um ano (Nm³/ano);
- TP_{H2V} : Taxa de produção de hidrogênio (Nm³/h); e
- t_{H2V} : Tempo de operação da planta de H2V (h).

Nesse contexto, definiu-se 1% de perda de eficiência dos eletrolisadores na produção anual de hidrogênio (BODMER, 2023). A Figura 65 ilustra o consumo anual de energia destinada à eletrólise.

Figura 65 – Evolução do consumo anual de energia do processo de eletrólise

| Ano | Consumo de Energia (MWh/ano) |
|-----|------------------------------|
| -5 | - |
| -4 | - |
| -2 | - |
| -3 | - |
| -1 | - |
| 0 | 1.047.200,00 |
| 1 | 1.057.672,00 |
| 2 | 1.068.248,72 |
| 3 | 1.078.931,21 |
| 4 | 1.089.720,52 |
| 5 | 1.100.617,72 |
| 6 | 1.111.623,90 |
| 7 | 1.122.740,14 |
| 8 | 1.133.967,54 |
| 9 | 1.145.307,22 |
| 10 | 1.047.200,00 |
| 11 | 1.057.672,00 |
| 12 | 1.068.248,72 |
| 13 | 1.078.931,21 |
| 14 | 1.089.720,52 |
| 15 | 1.100.617,72 |
| 16 | 1.111.623,90 |
| 17 | 1.122.740,14 |
| 18 | 1.133.967,54 |
| 19 | 1.145.307,22 |
| 20 | 1.047.200,00 |
| 21 | 1.057.672,00 |
| 22 | 1.068.248,72 |
| 23 | 1.078.931,21 |
| 24 | 1.089.720,52 |

Fonte: Autor

Uma vez que os eletrolisadores são trocados a cada 10 anos, sua eficiência nos anos de troca (10 e 20) é igual a eficiência no ano 0. Portanto, considerando o maior consumo de energia (anos 9 e 19), verifica-se que a energia demandada da planta (1.223.988,54 MWh) é menor que a energia gerada pela UFV (1.336.780 MWh).

3.2.2 Dimensionamento da Planta de Haber-Bosch

A Equação 3.12 contém a relação estequiométrica entre o nitrogênio e o hidrogênio para produção de amônia.



As massas molares dos elementos são (ATKINS *et al.*, 2018):

- Nitrogênio: 28,02 g/mol
- Hidrogênio: 2,02 g/mol
- Amônia: 17,03 g/mol

Portanto, a massa dos elementos, tomando como base o balanceamento da equação será:

- Nitrogênio: 1 mol \cdot 28,02g/mol = 28,02 g
- Hidrogênio: 3 mols \cdot 2,02g/mol = 6,06 g
- Amônia: 2 mols \cdot 17,03g/mol = 34,06 g

Dessa forma, a razão ideal de produção entre amônia e hidrogênio é representada pela Equação 3.13.

$$RP_{NH_3/H_2} = M_{NH_3}/M_{H_2} = 34,06/6,06 \therefore RP_{NH_3/H_2} = 5,62 \quad (3.13)$$

Onde:

- RP_{NH_3/H_2} : Razão ideal de produção de NH₃;
- M_{NH_3} : Massa molar da amônia (g/mol); e
- M_{H_2} : Massa molar do hidrogênio (g/mol).

Entretanto, a reação abordada não é ideal, dessa forma, considera-se uma perda de 5% na eficiência do processo na Equação 3.14.

$$RP'_{NH_3/H_2} = RP_{NH_3/H_2} \cdot 0,95 = 5,3 \quad (3.14)$$

Onde:

- RP'_{NH_3/H_2} : Razão de produção de NH₃ considerando eficiência de 95% no processo; e
- RP_{NH_3/H_2} : Razão ideal de produção de NH₃.

Portanto, a produção de amônia por meio do processo de Haber-Bosch é dada pela Equação 3.15.

$$PNH3V_{(t)} = RP_{NH3/H2} \cdot \eta_{HB} \cdot PH2V \quad (3.15)$$

Onde:

- $PNH3V_{(t)}$: Produção anual de amônia (t/ano);
- $RP_{NH3/H2}$: Razão de produção entre NH₃ e H₂;
- $PH2V_{(t)}$: Produção anual de hidrogênio (t/ano); e
- η_{HB} : Eficiência da reação de Haber-Bosch.

A produção de amônia em m³ anual da planta proposta é determinada pela Equação 3.16, a partir da densidade do elemento a -33 °C e 10 bar (681,7 kg/m³).

$$PNH3V_{(m3)} = \rho_{NH3} \cdot PNH3V_t \quad (3.16)$$

Onde:

- $PNH3V_{(m3)}$: Produção anual de amônia (Nm³/ano);
- ρ_{NH3} : Densidade da amônia (kg/Nm³); e
- $PNH3V_{(t)}$: Produção anual de amônia (t/ano)

Assim, a energia necessária para alimentar a planta de Haber-Bosch é representada pela Equação 3.17. Nesse contexto, para cada tonelada de amônia produzida, utiliza-se, aproximadamente, 0,6 MWh de energia (CESARO *et al.*, 2021).

$$E_{HB} = PNH3V_{(t)} \cdot E_{NH3V_{(t)}} \quad (3.17)$$

Onde:

- E_{HB} : Energia para alimentar a planta de Haber-Bosch (MWh/ano);
- $PNH3V_{(t)}$: Produção anual de amônia (t/ano)
- $E_{NH3V_{(t)}}$: Energia para produção de 1 t de amônia (MWh/t); e

3.2.3 Dimensionamento da Unidade de Separação de Ar

A unidade de separação de ar (*Air Separation Unit* - ASU) é utilizada com o intuito de produzir nitrogênio que fará parte do processo de Haber-Bosch.

Desse modo, a partir da Equação 3.12, é possível estimar o valor da razão de massa entre N₂ e H₂, pela Equação 3.18.

$$N_2/H_2 = \frac{\rho_{N_2}}{\rho_{H_2}} \cdot 0,33 = \frac{1,2506}{0,08988} \cdot 0,33 = 4,64 \quad (3.18)$$

Onde:

- N₂/H₂: Razão entre a massa molar de nitrogênio e hidrogênio;
- ρ_{N_2} : Densidades do nitrogênio (kg/Nm³); e
- ρ_{H_2} : Densidades do Hidrogênio (kg/Nm³);

Portanto, o nitrogênio consumido na ASU será o produto entre o montante de hidrogênio produzido e a razão de massa entre o nitrogênio e o hidrogênio (Equação 3.19), respeitando a relação estequiométrica presente no processo de Haber-Bosch.

$$PN_{2(t)} = N_2/H_2 \cdot PH_{2V(t)} \quad (3.19)$$

Onde:

- $PN_{2(t)}$: Produção anual de nitrogênio (t/ano);
- N₂/H₂: Razão entre a massa molar de nitrogênio e hidrogênio; e
- $PH_{2V(t)}$: Produção anual de hidrogênio (t/ano).

Por fim, seu o consumo total de energia do processo é representado pela Equação 3.20.

$$E_{N_2} = PN_{2(t)} \cdot E_{N_{2(t)}} \quad (3.20)$$

Onde:

- E_{N_2} : Energia necessária para a produção anual de nitrogênio (MWh/ano);
- $PN_{2(t)}$: Produção anual de nitrogênio (t/ano); e
- $E_{N_{2(t)}}$: Consumo de energia necessário para produção de 1 tonelada de N₂ (MWh/t) - Aproximadamente 0,12 MWh/t (CESARO *et al.*, 2021).

3.2.4 Dimensionamento da Estação de Tratamento de Água

Os eletrolisadores são equipamentos que requerem água que apresente alto nível de pureza. Nesse contexto, é fundamental que haja um sistema de tratamento de água presente na planta industrial, com o intuito de que o insumo esteja constantemente disponível para uso.

Para determinar a relação entre água utilizada hidrogênio produzido, leva-se em consideração a Equação 3.21, representando a relação estequiométrica da água (ATKINS *et al.*, 2018).



Onde:

- Oxigênio: $1 \text{ mol} \cdot 15,99 \text{ g/mol} = 15,99 \text{ g}$
- Hidrogênio: $2 \text{ mols} \cdot 2,02 \text{ g/mol} = 4,04 \text{ g}$
- Água: $2 \text{ mols} \cdot 36,02 \text{ g/mol} = 34,06 \text{ g}$

A relação entre H₂ e H₂O é de 1:9. Ou seja, para cada quilo de hidrogênio produzido, necessita-se de 9 kg de água. Nesse contexto, com base na densidade de H₂ (0,08988 kg/Nm³), a relação de consumo de água por pilha em L/Nm³ é representada pela Equação 3.22.

$$R_{H_2O/H_2} = 0,9 \text{ L/Nm}^3 \text{ H}_2 \quad (3.22)$$

Onde:

- R_{H_2O/H_2} : Relação de consumo de água por pilha (L/Nm³ H₂).

Dessa forma, o consumo de água pela planta proposta é calculado pela Equação 3.23.

$$H_2O_{Pura} = R_{H_2O/H_2} \cdot PH_2V_{(t)} \cdot 1000 \text{ m}^3/\text{ano} \quad (3.23)$$

Onde:

- H_2O_{Pura} : Montante de água pura a ser consumida pela planta (m³/ano);
- R_{H_2O/H_2} : Relação de consumo entre água e hidrogênio por pilha (L/Nm³ H₂); e
- $PH_2V_{(t)}$: Produção de hidrogênio anual da planta (Nm³/ano)

O sistema apresentado necessita da aquisição de água de reuso. Portanto, para determinar a quantidade necessária (Equação 3.24), utiliza-se o consumo calculado a partir da Equação 3.23 e a razão volumétrica entre água de reuso e água purificada.

$$H_2O_{Reuso} = H_2O_{Pura} \cdot R_{H_2O_{Reuso}/H_2O_{Pura}} \cdot PH_2V_{(t)} \quad (3.24)$$

Onde:

- $H2O_{Reuso}$: Montante de água de reuso a ser consumida pela planta (m3/ano);
- $H2O_{Pura}$: Montante de água pura a ser consumida pela planta (m3/ano);
- $R_{H2O_{Reuso}/H2O_{Pura}}$: Relação de consumo entre água de reuso e água pura por pilha; e
- $PH2V_{(t)}$: Produção de hidrogênio anual da planta (Nm3/ano).

Por fim, com relação ao consumo de energia, há dois processos que necessitam de energia elétrica para serem executados: o tratamento da água e o bombeamento da água tratada. As Equações 3.25 e 3.26 ilustram o cálculo da energia consumida em cada processo.

$$E_{H2O_{Tratamento}} = E_{H2O_{Reuso}} \cdot H2O_{Reuso} \quad (3.25)$$

Onde:

- $E_{H2O_{Tratamento}}$: Energia total para tratamento da água (MWh/ano);
- $E_{H2O_{Reuso}}$: Energia para tratar 1 m3 de água de reuso(kWh/m3)
- $H2O_{Reuso}$: Montante de água de reuso considerado (m3/ano)

$$E_{Pump} = E_{H2O_{Pump}} \cdot H2O_{Pura} \quad (3.26)$$

Onde:

- E_{Pump} : Energia total para bombeamento da água (MWh/ano)
- $E_{H2O_{Pump}}$: Energia para bombear 1 m3 de água de reuso (kWh/m3); e
- $H2O_{Pura}$: Montante de água de reuso considerado (m3/ano).

A energia total do processo de tratamento da água é calculado pela Equação 3.27.

$$E_{H2O} = E_{H2O_{Tratamento}} + E_{Pump} \quad (3.27)$$

Onde:

- E_{H2O} : Energia total para o processo de tratamento da água (MWh/ano);
- $E_{H2O_{Tratamento}}$: Energia total para tratamento da água (MWh/ano);
- $E_{H2O_{Pump}}$: Energia para bombear 1 m3 de água de reuso (kWh/m3).

3.2.5 Análise de Viabilidade Financeira da Planta de Hidrogênio Verde + Haber-Bosch

3.2.5.1 Premissas

A Tabela 12 resume as premissas adotadas no projeto proposto. Mais detalhes podem ser vistos nas Subseções 3.2.5.1.1 a 3.2.5.3.2.

Tabela 12 – Resumo das premissas adotadas

| Premissas - H2V + HB | |
|---|----------------------------------|
| Financeiro | |
| Inflação (%) | 3,5 |
| Custo de Capital Ponderado - WACC (%) | 7,5 |
| Empréstimo (% do CAPEX) | 70 |
| TJLP (%) | 8,65 |
| Tempo de Pagamento do Empréstimo (Anos) | 15 |
| Eletrólise | |
| CAPEX (USD/kW) | 615,00 |
| OPEX (% do CAPEX) | 1,5 |
| Haber-Bosch | |
| CAPEX (USD/t NH3) | 545,6 |
| OPEX (% do CAPEX) | 1,5 |
| BOP (Civil + Elétrico) | |
| CAPEX (% do CAPEX) | 20% de todos os demais processos |

Fonte: Autor, adaptado de (BODMER, 2023), (CESARO *et al.*, 2021) e (IEA, 2023c)

3.2.5.1.1 Preço de Insumos

Para a estruturação da análise financeira do sistema proposto, é imprescindível definir alguns valores de insumos essenciais para a manutenção do empreendimento. A Tabela 13 ilustra os valores de custos considerados no trabalho.

Com relação à compra de energia, o sistema proposto se enquadrará no Caso 1.1 (CCEE, 2023a). Dessa forma, toda energia produzida será vendida via PPA, destinando-se exclusivamente à alimentação da planta de hidrogênio verde por meio do SIN. O preço de compra e venda da energia da UFV foi definido, visando a tornar a usina fotovoltaica mais viável, por meio de um aumento na receita, tomando como base valores de mercado.

Tabela 13 – Preços de investimentos para aquisição e venda de insumos

| Preços de Insumos | | |
|---------------------------|------------|------------|
| Insumos | USD | BRL |
| Energia (\$/MWh) | 28,00 | 140,00 |
| Água (\$/m ³) | 1,00 | 5,00 |
| Amônia - Venda (\$/t) | 650,00 | 3250,00 |

Fonte: Autor, adaptado de (CESARO *et al.*, 2021)

3.2.5.1.2 Arrendamento

A planta proposta será localizada no Complexo Industrial e Portuário do Pecém (CIPP), devido a todas as características apresentadas anteriormente. Assim, para os custos de arrendamento, utilizou-se a "Tabela de Preços 2023" da ZPE (CIPP, 2023b). A Tabela 14 ilustra os valores de uso da terra e da infraestrutura de tubulação e despacho.

Tabela 14 – Tabela de preços para uso da infraestrutura da ZPE

| Valores Arrendamento ZPE | | |
|---------------------------------|--------------|------------|
| | USD | BRL |
| Uso da terra (\$/ha) | 0,100 | 5.001,19 |
| Tubulação e Despacho (\$/t) | 0,668 | 3,34 |

Fonte: Autor, adaptado de (CIPP, 2023b)

Nesse contexto, considerou-se uma área total de 100 hectares, com o intuito de implantar todos os processos considerados no espaço em questão. Ademais, tal área foi escolhida visando a possibilitar uma futura expansão na usina.

3.2.5.1.3 Tarifas

A Tabela 15 contém todas as premissas financeiras referentes às tarifas a serem consideradas no sistema proposto.

Tabela 15 – Premissas financeiras adotadas

| Premissas Financeiras | |
|----------------------------------|--------------|
| Inflação | 1,5% |
| Discount rate (WACC) | 7,50% |
| Percentual de Empréstimo | 70% |
| TJLP (IPCA + SPREAD) | 8,65% |
| Tempo de Pagamento do Empréstimo | 15 |

Fonte: Autor, adaptado de (Fúnez Guerra *et al.*, 2018), (BNDES, 2023b)

3.2.5.2 *Eletrólise*

3.2.5.2.1 Estimativa de CAPEX

O CAPEX referente ao processo de eletrólise (aquisição de eletrolisadores) é fornecido em relatório anuais da IEA, o "Global Hydrogen Review". Nele, considera-se o valor base de **USD 615/kW** (IEA, 2023c).

Além disso, com relação à substituição dos equipamentos adquiridos, o valor a ser considerado será de 46% do investimento inicial para sua aquisição (BODMER, 2023).

3.2.5.2.2 Estimativa de OPEX

O OPEX a ser considerado para o processo de eletrólise deve ser de, aproximadamente, **1,5%** do investimento inicial. Além disso, os equipamentos serão trocados a cada 10 anos (Fúnez Guerra *et al.*, 2018).

3.2.5.3 *Haber-Bosch*

3.2.5.3.1 Estimativa de CAPEX

Com relação ao cálculo do CAPEX para a implantação do processo de Haber-Bosch, considerou-se USD 487/kWe (BODMER, 2023). Desse modo, a Equação 3.28 ilustra o cálculo do montante total investido no CAPEX para a planta de HB (BODMER, 2023).

$$CAPEX_{HB} = 487 \cdot P_{AWE} \quad (3.28)$$

Onde:

- $CAPEX_{HB}$: Capital para implantação do processo de Haber-Bosch (USD);
- Pot_{AWE} : Potência instalada de eletrolisadores alcalinos (kW);

A partir do resultado, a relação entre capital investido e toneladas de amônia produzida será de USD 545,6/t de NH₃.

3.2.5.3.2 Estimativa de OPEX

O OPEX a ser considerado para o processo de Haber-Bosch deve ser de, aproximadamente, **1,5%** do investimento inicial (BODMER, 2023).

3.2.5.4 *Balance of Plant (BOP Civil + Elétrico)*

Com relação ao BOP (Civil + Elétrico), considerou-se 20% do CAPEX equivalente dos demais processos. Valor aproximado presente em (BODMER, 2023).

4 RESULTADOS

Neste capítulo, são apresentados todos os resultados de simulações e de equacionamentos acerca do dimensionamento do sistema proposto, bem como sua análise de viabilidade financeira.

4.1 Simulação da UFV

As Tabelas 16 e 17 resumem os principais resultados da simulação, com os respectivos valores mensais.

Tabela 16 – Resultados de geração da simulação (Parte 1)

| Meses | GlobHor (kWh/m²) | DiffHor (kWh/m²) | T_Amb °C | GlobInc (kWh/m²) | GlobEff (kWh/m²) |
|--------------|--|--|---------------------|--|--|
| Janeiro | 174,70 | 81,60 | 28,81 | 217,20 | 204,30 |
| Fevereiro | 153,10 | 73,80 | 28,55 | 188,60 | 176,80 |
| Março | 174,30 | 77,80 | 28,59 | 223,00 | 208,90 |
| Abril | 161,20 | 70,40 | 27,68 | 207,00 | 193,30 |
| Mai | 152,50 | 73,70 | 27,88 | 195,20 | 181,20 |
| Junho | 141,50 | 65,10 | 26,71 | 182,00 | 169,00 |
| Julho | 152,50 | 65,90 | 26,92 | 197,80 | 183,90 |
| Agosto | 184,40 | 64,50 | 27,22 | 248,00 | 232,10 |
| Setembro | 193,40 | 62,30 | 27,45 | 257,60 | 242,50 |
| Outubro | 199,00 | 69,00 | 28,51 | 260,60 | 246,50 |
| Novembro | 199,90 | 68,30 | 28,53 | 259,50 | 246,00 |
| Dezembro | 185,80 | 70,20 | 29,01 | 234,60 | 223,20 |
| Ano | 2072,30 | 842,60 | 27,99 | 2671,20 | 2671,60 |

Fonte: Autor

Onde:

- **GlobHor:** Irradiação global horizontal;
- **DiffHor:** Irradiação global difusa;
- **T_Amb:** Temperatura ambiente;
- **GlobInc:** Irradiação global no plano do coletor;
- **GlobEff:** Irradiação global efetiva corrigida;
- **EArray:** Energia gerada na usina;
- **E_Grid:** Energia injetada na rede;
- **PR:** Taxa de desempenho;
- **EffSysR:** Eficiência do sistema/área

Tabela 17 – Resultados de geração da simulação (Parte 2)

| Meses | Earray (kWh) | E_Grid (kWh) | PR Ratio | EffSysR (%) |
|--------------|-------------------------|-------------------------|---------------------|------------------------|
| Janeiro | 112457119 | 108567845 | 0,799 | 17,74 |
| Fevereiro | 97223517 | 96158215 | 0,815 | 18,1 |
| Março | 114552558 | 113336246 | 0,812 | 18,04 |
| Abril | 107033479 | 105904915 | 0,817 | 18,16 |
| Maio | 101375802 | 93353428 | 0,764 | 16,97 |
| Junho | 95069689 | 94060102 | 0,826 | 18,34 |
| Julho | 102878171 | 101793913 | 0,822 | 18,26 |
| Agosto | 127921928 | 122485968 | 0,789 | 17,53 |
| Setembro | 131984052 | 130639765 | 0,81 | 18 |
| Outubro | 133846144 | 132463906 | 0,812 | 18,04 |
| Novembro | 133759883 | 123086454 | 0,758 | 16,84 |
| Dezembro | 121706806 | 114928836 | 0,783 | 17,38 |
| Ano | 1379809146 | 1336779592 | 0,800 | 17,76 |

Fonte: Autor

Os demais resultados da usina simulada, como o diagrama de perdas consideradas, P50 e P90, entre outros fatores, podem ser vistos no relatório gerado pelo PVsyst no Anexo A.

4.2 Dimensionamento da Planta de H2V + HB

A Tabela 18 apresenta os resultados das produções anuais de hidrogênio, amônia, dentre outros parâmetros da planta de H2V + HB proposta. Para a obtenção de tais dados, tomou-se como base as premissas e os equacionamentos presentes no subtópico 3.2.

Tabela 18 – Resultados do dimensionamento preliminar da planta de H2V + HB

| Resultados H2V + HB | |
|---|----------------|
| Eletrólise - Potência Instalada (MW) | 123,20 |
| Produção de H2V (Nm3/ano) | 230.860.000,00 |
| Produção de H2V (t/ano) | 20.749,70 |
| Produção de NH3V (m3/ano) | 161.322,27 |
| Produção de NH3V (t/ano) | 109.973,39 |
| Energia Consumida (MWh/ano) | 1.125.881,32 |
| Consumo de Água (m3/ano) | 311.245,45 |

Fonte: Autor

4.3 Análise Financeira

4.3.1 Usina Solar Fotovoltaica

A análise de viabilidade será feita, tomando como base dados nacionais e internacionais. Nesse contexto, compara-se os resultados obtidos com as estimativas anteriormente citadas e conclui-se o quão viável é a implantação dos projetos da usina solar fotovoltaica.

A Tabela 19 contém os valores dos principais parâmetros adotados para o estudo de viabilidade financeira em cenários diferentes (cenário base, pessimista e otimista).

A definição dos cenários foi estabelecida com base nos valores de mercado do cenário padrão (base). Dessa forma, foram considerados dados tanto acima quanto abaixo da referência, com o objetivo de abranger o cenário mais desfavorável (cenário pessimista) e uma situação próxima da ideal (cenário otimista)

Tabela 19 – Cenários adotados para a análise financeira da UFV

| Parâmetros | Cenários de Viabilidade - UFV | | |
|--------------------------|-------------------------------|-----------------|------------------|
| | Cenário Pessimista | Cenário Base | Cenário Otimista |
| CAPEX (R\$/MW) | 5.000,00 | 4.000,00 | 3.000,00 |
| Energia (R\$/MWh) | 100,00 | 130,00 | 200,00 |
| TUST (R\$/MW) | 6,00 | 4,26 | 3,00 |

Fonte: Autor, adaptado de (ANEEL, 2023e) e (ANEEL, 2023b)

4.3.1.1 VPL, TIR, LCOE e Payback

Para avaliar a viabilidade do empreendimento, determinou-se os parâmetros presentes na Tabela 20 (VPL, a TIR, o LCOE e o tempo de *Payback*). Acerca da TIR, define-se TIR de projeto como a taxa de retorno para implantação do projeto, sem levar em consideração financiamento. Por outro lado, o cálculo da TIR do acionista, inclui o financiamento, bem como o efeito de alavancagem proporcionado por ele.

Tabela 20 – Resultados de viabilidade financeira (Cenário Base)

| Resultados de Viabilidade Financeira | |
|---|------------------|
| Parâmetros | Sistema Proposto |
| TIR Nominal Projeto (%) | 7,60 |
| VPL (Projeto) (R\$mil) | 1.363.409 |
| TIR Nominal Acionista (%) | 4,40 |
| VPL (Acionista) (R\$mil) | 253.394 |
| LCOE (USD/MWh) | 21,75 |
| <i>Payback</i> (Anos) | 11 |

Fonte: Autor

Nesse contexto, observa-se o projeto proposto apresenta resultados próximos aos valores observados no mercado, uma vez que o LCOE da UFV é USD 21,75 /MWh (R\$ 108,76/MWh). Tal valor é inferior quando comparado aos R\$ 149,00/MWh, apresentado pela EPE (EPE, 2021b). Além disso, o VPL calculado é maior que zero, implicando que o projeto gera lucro ao empreendedor. Por fim, a TIR (4,40%) apresenta um valor superior ao IPCA (3,5%), demonstrando também que o projeto trará retorno financeiro. Por fim, é importante salientar que o valor da TIR é baixo, uma vez que a margem entre o preço de venda da energia e o LCOE é baixa, com o objetivo de tornar viável a planta de amônia verde.

4.3.1.2 Fluxo de Caixa do Projeto

A Tabela 21 contém o resultado anual da soma de entradas e saídas na perspectiva do projeto, não se considera o empréstimo de 70% do CAPEX para implantação. Desse modo, não há gastos com juros do financiamento.

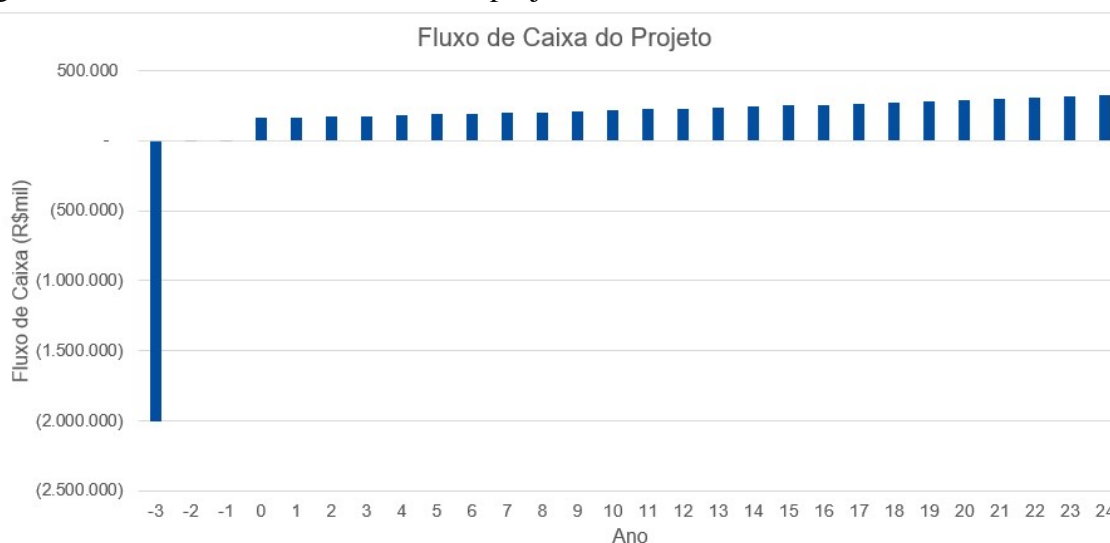
Tabela 21 – Tabela de fluxo de caixa do projeto

| Ano | Fluxo de Caixa do Projeto (R\$mil) |
|------------|---|
| -3 | -2.000.000 |
| -2 | - 3.214 |
| -1 | - 3.326 |
| 0 | 161.540 |
| 1 | 166.294 |
| 2 | 171.186 |
| 3 | 176.801 |
| 4 | 181.405 |
| 5 | 186.739 |
| 6 | 192.230 |
| 7 | 198.533 |
| 8 | 203.697 |
| 9 | 209.683 |
| 10 | 215.844 |
| 11 | 222.919 |
| 12 | 228.710 |
| 13 | 235.426 |
| 14 | 242.339 |
| 15 | 250.281 |
| 16 | 256.774 |
| 17 | 264.309 |
| 18 | 272.064 |
| 19 | 280.979 |
| 20 | 288.258 |
| 21 | 296.711 |
| 22 | 305.410 |
| 23 | 314.362 |
| 24 | 323.575 |

Fonte: Autor

A Figura 66 contém o gráfico do fluxo de caixa do projeto elaborado a partir dos dados da Tabela 21.

Figura 66 – Gráfico do fluxo de caixa do projeto



Fonte: Autor

Como premissa para estruturação do fluxo de caixa do projeto, considerou-se o pagamento do montante total para implantação no projeto no ano anterior ao início das obras (ano -2). Os anos -1 e 0 apresentaram gastos com o arrendamento pré-operacional. Por fim, o ano 1 representa o início de geração da UFV e, portanto, início da venda de energia.

4.3.1.3 Fluxo de Caixa do Acionista

A Tabela 22 contém o resultado anual da soma de entradas e saídas na perspectiva do acionista. Assim, é realizado o empréstimo de 70% do projeto, o restante é pago pelo próprio empreendedor e o valor financiado é amortizado no decorrer de 15 anos.

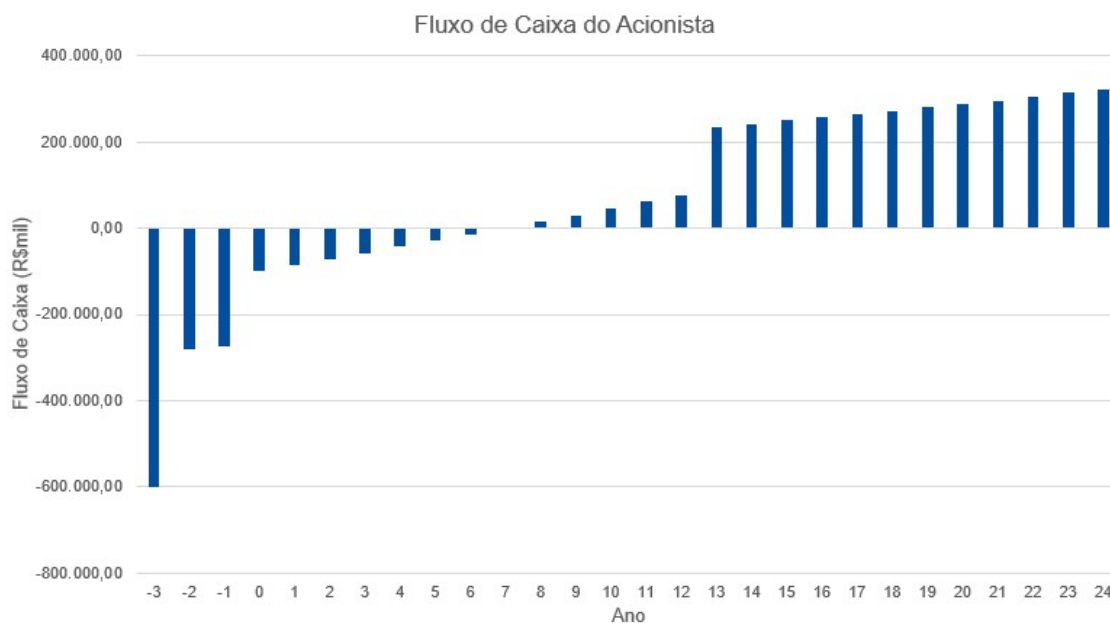
Tabela 22 – Tabela de fluxo de caixa do acionista

| Ano | Fluxo de Caixa do Acionista (R\$mil) |
|------------|---|
| -3 | -600.000,00 |
| -2 | -281.807,69 |
| -1 | -272.913,50 |
| 0 | -99.040,66 |
| 1 | -85.280,49 |
| 2 | -71.381,24 |
| 3 | -56.760,08 |
| 4 | -43.149,24 |
| 5 | -28.808,05 |
| 6 | -14.310,92 |
| 7 | 999,00 |
| 8 | 15.169,42 |
| 9 | 30.162,06 |
| 10 | 45.329,55 |
| 11 | 61.412,10 |
| 12 | 76.209,46 |
| 13 | 235.426,48 |
| 14 | 242.338,81 |
| 15 | 250.281,35 |
| 16 | 256.774,34 |
| 17 | 264.309,38 |
| 18 | 272.064,11 |
| 19 | 280.978,64 |
| 20 | 288.258,24 |
| 21 | 296.710,89 |
| 22 | 305.409,77 |
| 23 | 314.361,97 |
| 24 | 323.574,82 |

Fonte: Autor

A Figura 67 contém a representação gráfica do fluxo de caixa do acionista feita a partir dos dados da Tabela 22.

Figura 67 – Gráfico do fluxo de caixa do acionista



Fonte: Autor

O gráfico ilustra o tempo de retorno de 11 anos. Nesse contexto, o resultado é positivo, uma vez que uma UFV apresenta tempo de vida útil de 25 anos, gerando lucro, portanto, durante os últimos 14 anos previstos de operação.

4.3.1.4 Categorização dos Investimentos

Tomando como base o Caderno de Preços da EPE (EPE, 2021b), é possível avaliar qual será o percentual aproximado de CAPEX a ser destinado para os equipamentos, as obras civis, entre outros investimentos. A Figura 68 ilustra a divisão de CAPEX dos investimentos do sistema proposto.

Observa-se que os gastos mais representativos são destinados à compra de equipamentos (73%) e à conexão e transmissão (11%).

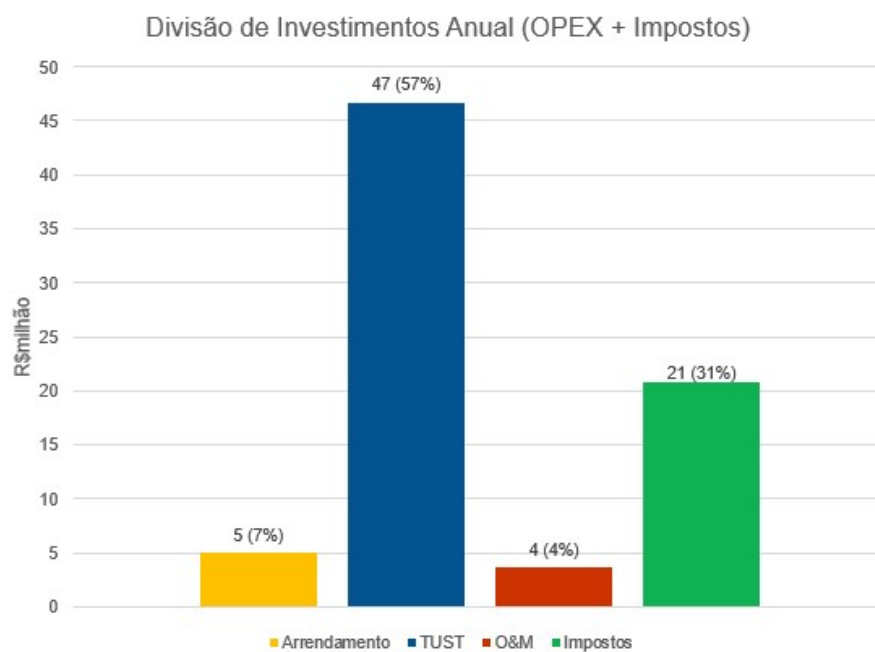
Figura 68 – Divisão de gastos de CAPEX



Fonte: Autor

Ademais, a Figura 69 contém a divisão de despesas operacionais e impostos anuais do empreendimento proposto.

Figura 69 – Divisão de gastos de OPEX



Fonte: Autor

Com relação aos custos operacionais, a maior parcela do capital é destinada à tarifa

de uso do sistema de transmissão (57%). Nesse contexto, os impostos também consistem em um percentual elevado dos gastos (31%).

4.3.1.5 Comparativo com Outros Cenários

A Tabela 23 ilustra um comparativo dos valores calculados para três cenários considerados: cenário pessimista, cenário base e cenário otimista.

Tabela 23 – Resultados de viabilidade financeira para cada cenário adotado

| Resultados de Viabilidade Financeira | | | |
|---|---------------------------|---------------------|-------------------------|
| Parâmetros | Cenário Pessimista | Cenário Base | Cenário Otimista |
| TIR Nominal Projeto (%) | 1,85 | 7,60 | 14,90 |
| VPL (Projeto) (R\$milhões) | -520,80 | 1.363,41 | 3.745,68 |
| TIR Nominal Acionista (%) | -3,25 | 3,52 | 14,95 |
| VPL (Acionista) (R\$milhões) | -1.907,88 | 253.394 | 2.912,72 |
| LCOE (USD/MWh) | 27,83 | 21,75 | 16,63 |
| Payback (anos) | 17 | 11 | 4 |

Fonte: Autor

Utilizando os parâmetros dos cenários acima, estruturou-se uma matriz contendo todas as possibilidades de parâmetros de entradas considerados. A Tabela 24 contém todos os cenários considerados.

Tabela 24 – Cenários considerados para matriz de viabilidade da UFV

| Cenário | Parâmetros | | |
|---------|----------------|-------------------|---------------|
| | CAPEX (R\$/MW) | Energia (R\$/MWh) | TUST (R\$/MW) |
| 1 | 5.000,00 | 100,00 | 6,00 |
| 2 | 5.000,00 | 100,00 | 4,26 |
| 3 | 5.000,00 | 100,00 | 3,00 |
| 4 | 5.000,00 | 140,00 | 6,00 |
| 5 | 5.000,00 | 140,00 | 4,26 |
| 6 | 5.000,00 | 140,00 | 3,00 |
| 7 | 5.000,00 | 200,00 | 6,00 |
| 8 | 5.000,00 | 200,00 | 4,26 |
| 9 | 5.000,00 | 200,00 | 3,00 |
| 10 | 4.000,00 | 100,00 | 6,00 |
| 11 | 4.000,00 | 100,00 | 4,26 |
| 12 | 4.000,00 | 100,00 | 3,00 |
| 13 | 4.000,00 | 140,00 | 6,00 |
| 14 | 4.000,00 | 140,00 | 4,26 |
| 15 | 4.000,00 | 140,00 | 3,00 |
| 16 | 4.000,00 | 200,00 | 6,00 |
| 17 | 4.000,00 | 200,00 | 4,26 |
| 18 | 4.000,00 | 200,00 | 3,00 |
| 19 | 3.000,00 | 100,00 | 6,00 |
| 20 | 3.000,00 | 100,00 | 4,26 |
| 21 | 3.000,00 | 100,00 | 3,00 |
| 22 | 3.000,00 | 140,00 | 6,00 |
| 23 | 3.000,00 | 140,00 | 4,26 |
| 24 | 3.000,00 | 140,00 | 3,00 |
| 25 | 3.000,00 | 200,00 | 6,00 |
| 26 | 3.000,00 | 200,00 | 4,26 |
| 27 | 3.000,00 | 200,00 | 3,00 |

Fonte: Autor

A Figura 70 contém a matriz de viabilidade da UFV. O parâmetro considerado para definir se o cenário é viável é a TIR do acionista. Caso ela seja maior que o IPCA considerado (3,5%) o projeto é viável. Quanto mais viável o cenário avaliado, mais a cor da célula tenderá ao verde. A inviabilidade, por outro lado, é representada pela cor vermelha.

Nesse contexto, adotou-se uma escala de cores de verde a vermelho, representando os cenários viáveis e inviáveis, respectivamente.

Figura 70 – Matriz de viabilidade da UFV

| Cenário | TIR (Acionista) (%) |
|----------------|--------------------------------|
| 1 | -3,25% |
| 2 | -2,10% |
| 3 | -1,33% |
| 4 | 1,13% |
| 5 | 1,97% |
| 6 | 2,56% |
| 7 | 6,08% |
| 8 | 6,74% |
| 9 | 7,21% |
| 10 | -1,27% |
| 11 | -0,04% |
| 12 | 0,79% |
| 13 | 3,47% |
| 14 | 4,40% |
| 15 | 5,04% |
| 16 | 9,00% |
| 17 | 9,75% |
| 18 | 10,28% |
| 19 | 1,52% |
| 20 | 2,88% |
| 21 | 3,80% |
| 22 | 6,88% |
| 23 | 7,95% |
| 24 | 8,69% |
| 25 | 13,41% |
| 26 | 14,31% |
| 27 | 14,95% |

Fonte: Autor

4.3.2 Planta de H2V + Haber-Bosch

Analogamente ao proposto para a usina solar fotovoltaica, a Tabela 25 ilustra os cenários adotados para análise de viabilidade da planta proposta.

Para a definição dos cenários abaixo, tomou-se como referência valores de mercado para o cenário base. Assim, utilizou-se dados acima e abaixo da referência, com o intuito de representar o pior cenário possível (cenário pessimista) e uma situação que tende à idealidade (cenário otimista).

Tabela 25 – Cenários adotados para a análise financeira da planta de H2V + HB

| Cenários de Viabilidade - H2V + HB | | | |
|---|--------------------|---------------------|------------------|
| Parâmetros | Cenário Pessimista | Cenário Base | Cenário Otimista |
| CAPEX Eletrólise (R\$/MW) | 1000,00 | 615,00 | 400,00 |
| Amônia - Venda (USD/t) | 550,00 | 650,00 | 750,00 |
| Energia (R\$/MWh) | 50,00 | 28,00 | 20,00 |

Fonte: Autor, adaptado de (BODMER, 2023) e (CESARO *et al.*, 2021), (IEA, 2023c)

4.3.2.1 VPL, TIR, LCOE e Payback

A Tabela 26 resume os resultados obtidos de VPL, da TIR, do LCOE e do tempo de *payback* para o cenário base proposto.

Tabela 26 – Resultados de viabilidade financeira da planta de H2V + HB (Cenário Base)

| Resultados de Viabilidade Financeira | | |
|---|---------------|---------|
| Parâmetros | (USD) | (R\$) |
| LCOH (USD/kg H2) | 2,31 | 11,55 |
| LCOA (USD/t NH3) | 595,48 | 2977,40 |
| TIR Nominal Projeto (%) | 16,30 | |
| VPL (Projeto) (USDmilhões) | 198,37 | 991,85 |
| TIR Nominal Acionista (%) | 24,47 | |
| VPL (Acionista) (milhões) | 183,67 | 918,35 |
| Payback | 10,00 | |

Fonte: Autor

Nesse contexto, observa-se que o projeto é viável, além de apresentar valores de LCOH e LCOA próximos do que está sendo adotado no mercado. Com relação ao LCOH, segundo a IEA, o valor de mercado para o hidrogênio verde produzido na região nordeste do Brasil é de aproximadamente USD 2,5 (IEA, 2023e). Ademais, o custo nivelado da amônia também é competitivo, uma vez que ele é menor do que qualquer referência europeia (USD 742,04) (EDWARDES-EVANS *et al.*, 2023).

4.3.2.2 Fluxo de Caixa do Projeto

A Tabela 27 contém os valores do fluxo de caixa do projeto. Nesse contexto, diferentemente da UFV, considerou-se a distribuição percentual do CAPEX para os anos -5, -4, -3, -2 e -1 de, respectivamente, 15%, 20%, 30%, 20% e 15% do valor total.

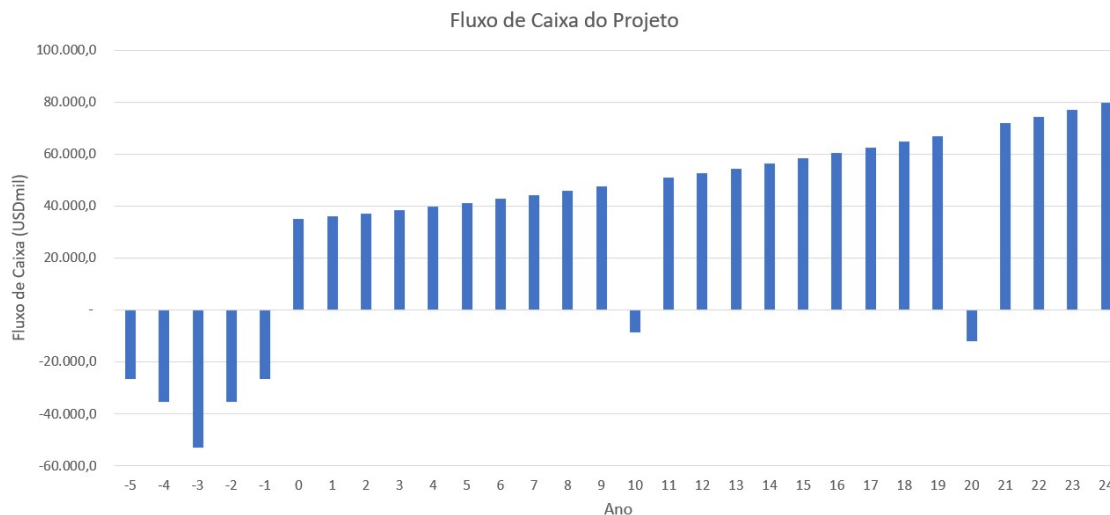
Tabela 27 – Fluxo de caixa do projeto da planta de H2V + HB

| Fluxo de caixa do Projeto H2V + HB | | |
|---|---------------|---------------|
| Ano | USDmil | R\$mil |
| -5 | -21.374,7 | -106.873,6 |
| -4 | -8.466,3 | -142.331,5 |
| -3 | -42.649,5 | -213.247,3 |
| -2 | -28.466,3 | -142.331,5 |
| -1 | -21.374,7 | -106.873,6 |
| 0 | 56.347,1 | 281.735,6 |
| 1 | 57.931,8 | 289.659,1 |
| 2 | 59.965,5 | 299.827,6 |
| 3 | 62.070,4 | 310.351,9 |
| 4 | 64.248,9 | 321.244,5 |
| 5 | 66.503,7 | 332.518,5 |
| 6 | 68.837,4 | 344.187,0 |
| 7 | 71.252,8 | 356.263,9 |
| 8 | 73.752,7 | 368.763,4 |
| 9 | 76.340,1 | 381.700,5 |
| 10 | 30.438,0 | 152.189,8 |
| 11 | 81.789,8 | 408.948,9 |
| 12 | 84.658,5 | 423.292,5 |
| 13 | 87.627,6 | 438.138,1 |
| 14 | 90.700,7 | 453.503,3 |
| 15 | 93.881,2 | 469.406,2 |
| 16 | 97.173,2 | 485.865,8 |
| 17 | 100.580,3 | 502.901,5 |
| 18 | 104.106,7 | 520.533,4 |
| 19 | 107.756,5 | 538.782,4 |
| 20 | 43.003,9 | 215.019,7 |
| 21 | 115.443,8 | 577.219,0 |
| 22 | 119.490,4 | 597.452,0 |
| 23 | 123.678,6 | 618.393,2 |
| 24 | 128.013,5 | 640.067,3 |

Fonte: Autor

A Figura 71 contém o gráfico do fluxo de caixa do projeto da planta de amônia verde elaborado a partir dos dados da Tabela 27.

Figura 71 – Gráfico do fluxo de caixa do projeto da planta de H2V + HB



Fonte: Autor

O gráfico ilustra o pagamento do montante necessário para implantação nos primeiro 5 anos, segundo os valores percentuais supracitados. Ademais, os anos nos quais a planta apresentou receita negativa são resultado da troca dos equipamentos.

A partir dos valores de fluxo de caixa da UFV e da planta de produção de amônia, elaborou-se a Tabela 28 referente ao fluxo de caixa de projeto do sistema proposto.

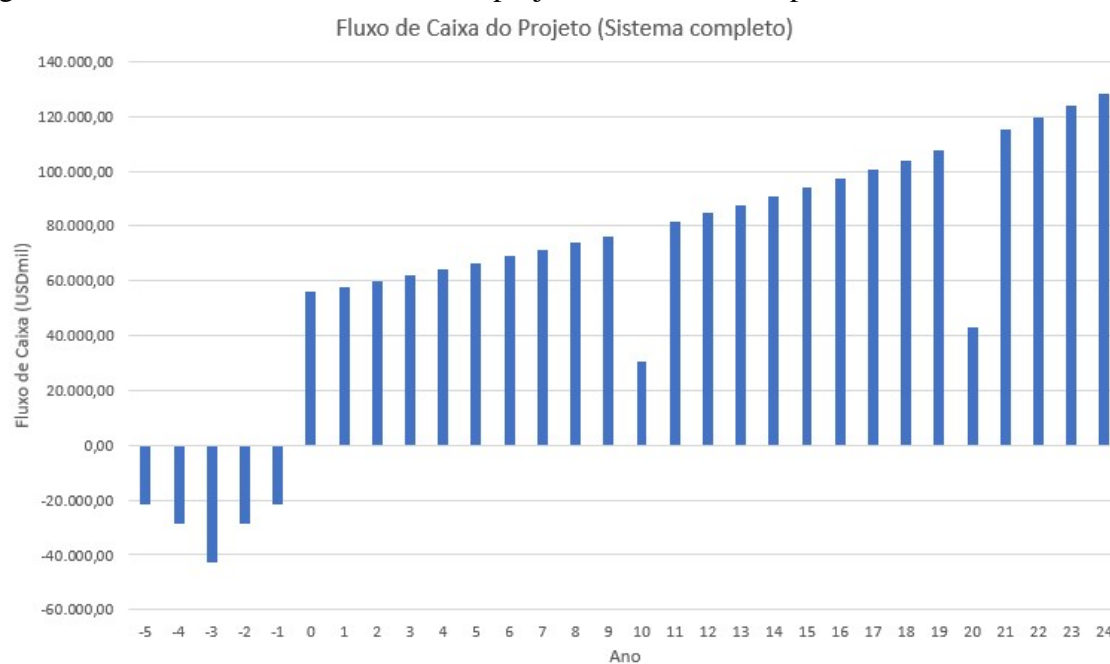
Tabela 28 – Fluxo de caixa do projeto do sistema completo

| Fluxo de caixa do Projeto (Sistema completo) | | |
|---|---------------|---------------|
| Ano | USDmil | R\$mil |
| -5 | -21.374,73 | -106.873,64 |
| -4 | -28.466,30 | -142.331,52 |
| -3 | -42.649,46 | -213.247,28 |
| -2 | -28.466,30 | -142.331,52 |
| -1 | -21.374,73 | -106.873,64 |
| 0 | 56.347,11 | 281.735,56 |
| 1 | 57.931,83 | 289.659,13 |
| 2 | 59.965,51 | 299.827,55 |
| 3 | 62.070,37 | 310.351,87 |
| 4 | 64.248,91 | 321.244,54 |
| 5 | 66.503,69 | 332.518,46 |
| 6 | 68.837,39 | 344.186,96 |
| 7 | 71.252,77 | 356.263,86 |
| 8 | 73.752,69 | 368.763,45 |
| 9 | 76.340,11 | 381.700,53 |
| 10 | 30.437,95 | 152.189,76 |
| 11 | 81.789,78 | 408.948,92 |
| 12 | 84.658,50 | 423.292,49 |
| 13 | 87.627,62 | 438.138,08 |
| 14 | 90.700,65 | 453.503,27 |
| 15 | 93.881,25 | 469.406,24 |
| 16 | 97.173,16 | 485.865,82 |
| 17 | 100.580,29 | 502.901,47 |
| 18 | 104.106,68 | 520.533,38 |
| 19 | 107.756,48 | 538.782,41 |
| 20 | 43.003,94 | 215.019,72 |
| 21 | 115.443,79 | 577.218,96 |
| 22 | 119.490,40 | 597.451,98 |
| 23 | 123.678,63 | 618.393,15 |
| 24 | 128.013,45 | 640.067,27 |

Fonte: Autor

Nesse contexto, o gráfico da Figura 72 pode ser estruturado, utilizando as informações presentes a Tabela 28.

Figura 72 – Gráfico do fluxo de caixa de projeto do sistema completo



Fonte: Autor

4.3.2.3 Fluxo de Caixa do Acionista

Para o fluxo de caixa do acionista, considerou-se o pagamento do financiamento em um período de 15 anos, após o início da operação da planta. Dessa forma, a amortização se deu a partir da receita proveniente da venda de amônia.

A Tabela 29 ilustra o fluxo de caixa da planta de produção de amônia verde na perspectiva do acionista.

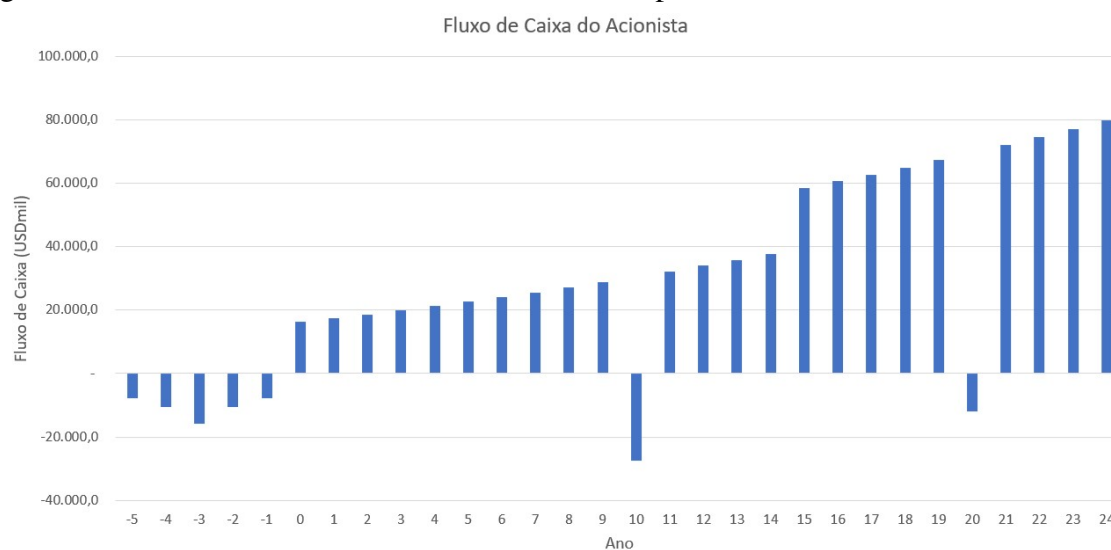
Tabela 29 – Fluxo de caixa do acionista da planta de H2V + HB

| Fluxo de caixa do Acionista H2V + HB | | |
|---|---------------|---------------|
| Ano | USDmil | R\$mil |
| -5 | -6.382,42 | -31.912,09 |
| -4 | -8.509,89 | -42.549,46 |
| -3 | -12.764,84 | -63.824,18 |
| -2 | -8.509,89 | -42.549,46 |
| -1 | -6.382,42 | -31.912,09 |
| 0 | 41.314,07 | 206.570,36 |
| 1 | 42.898,58 | 214.492,92 |
| 2 | 44.932,27 | 224.661,35 |
| 3 | 47.037,13 | 235.185,67 |
| 4 | 49.215,67 | 246.078,34 |
| 5 | 51.470,45 | 257.352,25 |
| 6 | 53.804,15 | 269.020,76 |
| 7 | 56.219,53 | 281.097,66 |
| 8 | 58.719,45 | 293.597,25 |
| 9 | 61.306,86 | 306.534,32 |
| 10 | 15.397,37 | 76.986,83 |
| 11 | 66.756,54 | 333.782,72 |
| 12 | 69.625,26 | 348.126,29 |
| 13 | 72.594,38 | 362.971,88 |
| 14 | 75.667,41 | 378.337,07 |
| 15 | 94.054,71 | 470.273,55 |
| 16 | 97.346,63 | 486.733,13 |
| 17 | 100.753,76 | 503.768,79 |
| 18 | 104.280,14 | 521.400,69 |
| 19 | 107.929,94 | 539.649,72 |
| 20 | 43.170,06 | 215.850,30 |
| 21 | 115.617,25 | 578.086,27 |
| 22 | 119.663,86 | 598.319,29 |
| 23 | 123.852,09 | 619.260,46 |
| 24 | 128.186,92 | 640.934,58 |

Fonte: Autor

A partir dos valores presentes na Tabela 29, elaborou-se o gráfico da Figura 73. As despesas nos anos de construção (ano -5 a ano -1) são menores quando comparadas à Figura 71, uma vez que é levada em consideração a amortização do financiamento somente após a construção da usina.

Figura 73 – Gráfico do fluxo de caixa do acionista da planta de H2V + HB



Fonte: Autor

Após a estruturação do fluxo de caixa do acionista da planta de NH3V, é possível organizar o fluxo de receitas do sistema completo (UFV + H2V + HB). A Tabela 30 contém os valores das receitas anuais do sistema proposto.

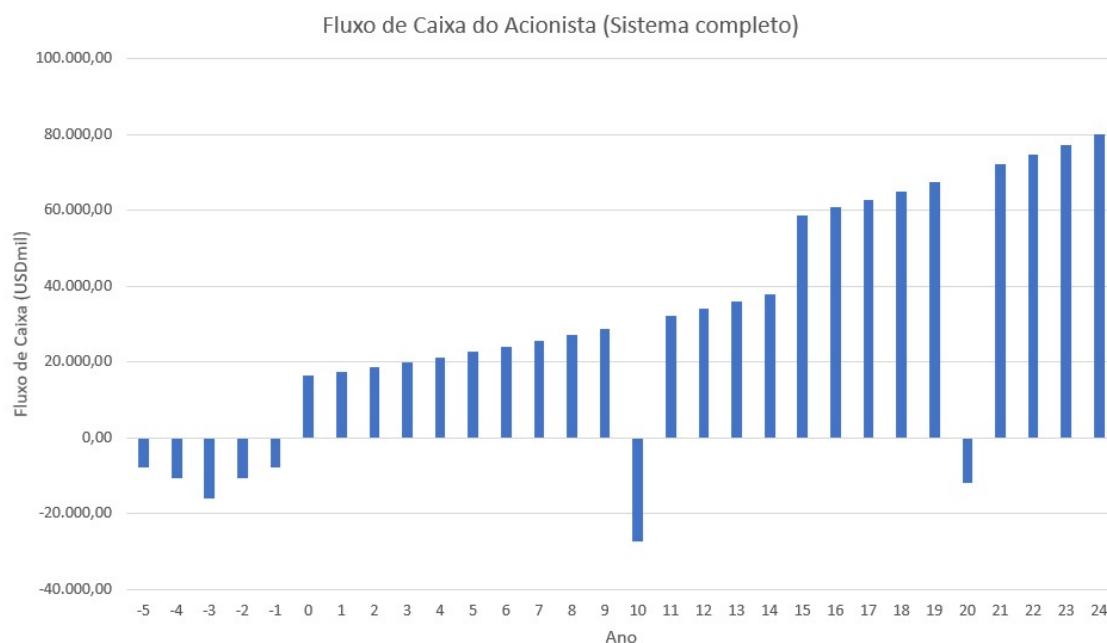
Tabela 30 – Fluxo de caixa do acionista do sistema completo

| Fluxo de caixa do Acionista (Sistema completo) | | |
|---|---------------|---------------|
| Ano | USDmil | R\$mil |
| -5 | -6.382,42 | -31.912,09 |
| -4 | -8.509,89 | -42.549,46 |
| -3 | -12.884,84 | -64.424,18 |
| -2 | -8.566,25 | -42.831,26 |
| -1 | -6.437,00 | -32.185,01 |
| 0 | 41.294,26 | 206.471,32 |
| 1 | 42.881,53 | 214.407,64 |
| 2 | 44.917,99 | 224.589,97 |
| 3 | 47.025,78 | 235.128,91 |
| 4 | 49.207,04 | 246.035,19 |
| 5 | 51.464,69 | 257.323,45 |
| 6 | 53.801,29 | 269.006,45 |
| 7 | 56.219,73 | 281.098,65 |
| 8 | 58.722,48 | 293.612,42 |
| 9 | 61.312,90 | 306.564,49 |
| 10 | 15.406,43 | 77.032,16 |
| 11 | 66.768,83 | 333.844,13 |
| 12 | 69.640,50 | 348.202,50 |
| 13 | 72.641,46 | 363.207,31 |
| 14 | 75.715,88 | 378.579,41 |
| 15 | 94.104,77 | 470.523,83 |
| 16 | 97.397,98 | 486.989,90 |
| 17 | 100.806,62 | 504.033,10 |
| 18 | 104.334,55 | 521.672,76 |
| 19 | 107.986,14 | 539.930,70 |
| 20 | 43.227,71 | 216.138,56 |
| 21 | 115.676,60 | 578.382,98 |
| 22 | 119.724,94 | 598.624,70 |
| 23 | 123.914,97 | 619.574,83 |
| 24 | 128.251,63 | 641.258,15 |

Fonte: Autor

Assim, a Figura 74 representa a disposição dos dados da Tabela 30 em um gráfico. Destaca-se os anos 10 e 20, nos quais foram realizadas as trocas dos eletrolisadores, resultando em uma receita negativa. Outrossim, vale ressaltar o crescimento na receita entre os anos 14 e 15, o qual foi consequência do fim do período de amortização do financiamento do sistema.

Figura 74 – Gráfico do fluxo de caixa do acionista do sistema completo

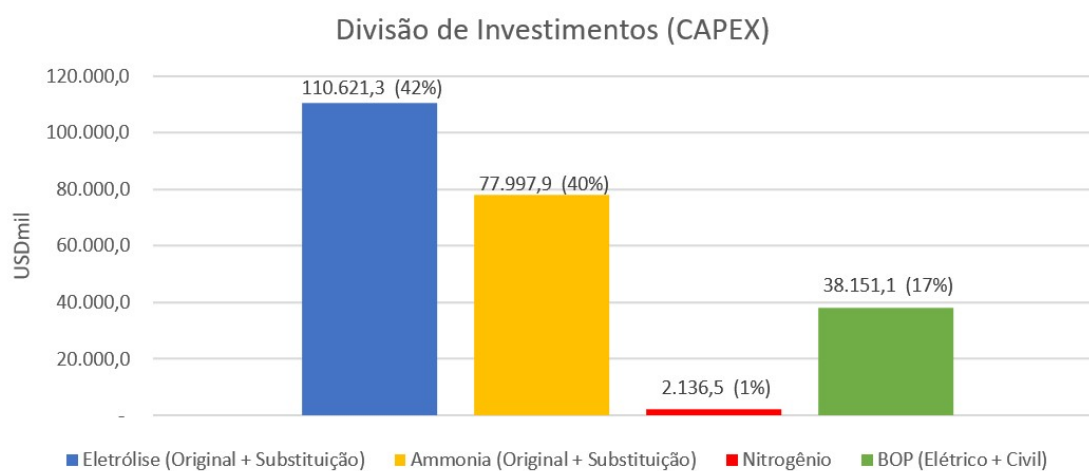


Fonte: Autor

4.3.2.4 Categorização dos Investimentos

A partir das premissas adotadas, é possível avaliar qual será o percentual aproximado de CAPEX a ser destinado para os processo, as obras civis, entre outros investimentos. A Figura 75 ilustra a divisão de CAPEX dos investimentos da planta proposta.

Figura 75 – Divisão de gastos da planta de H2V + HB (CAPEX)



Fonte: Autor

É possível observar que os gastos mais representativos são destinados à eletrólise (42%) e à produção de amônia (40%).

A Figura 76 ilustra a divisão anual de custos operacionais para manutenção da planta de hidrogênio verde proposta.

Figura 76 – Divisão de gastos da planta de H2V + HB (OPEX)



Fonte: Autor

Nesse contexto, é perceptível que as despesas com eletricidade são as maiores (88%). Desse modo, a variação de preços de energia pode impactar consideravelmente os gastos operacionais. Com relação aos demais custos, a manutenção da ASU apresenta o segundo maior valor percentual (6%).

4.3.2.5 Comparativo com Outros Cenários

A Tabela 31 ilustra os resultados obtidos para os cenários pessimista, base e otimista adotados para análise.

Tabela 31 – Resultados dos cenários adotados da planta de H2V + HB

| Resultados de Viabilidade - H2V + HB | | | |
|---|--------------------|---------------------|------------------|
| Parâmetros | Cenário Pessimista | Cenário Base | Cenário Otimista |
| LCOH (USD/kg H2) | 4,04 | 2,31 | 1,62 |
| LCOA (USD/t NH3) | 990,37 | 595,48 | 440,39 |
| TIR Nominal Projeto (%) | - | 16,30 | 26,50 |
| VPL (Projeto) (USDmilhões) | -271,92 | 198,37 | 456,90 |
| TIR Nominal Acionista (%) | - | 24,47 | 45,31 |
| VPL (Acionista) (USDmilhões) | -292,34 | 183,67 | 445,40 |
| Payback | - | 10,00 | 7,00 |

Fonte: Autor

A Tabela 32 contém todos os cenários considerados para avaliação da implantação do projeto proposto.

Tabela 32 – Cenários adotados da planta de H2V + HB

| Parâmetros | | | |
|-------------------|---------------------------|---------------------|-------------------|
| Cenário | CAPEX Eletrolise (USD/kW) | NH3 - Venda (USD/t) | Energia (USD/MWh) |
| 1 | 1.000,00 | 550,00 | 50,00 |
| 2 | 1.000,00 | 550,00 | 28,00 |
| 3 | 1.000,00 | 550,00 | 20,00 |
| 4 | 1.000,00 | 650,00 | 50,00 |
| 5 | 1.000,00 | 650,00 | 28,00 |
| 6 | 1.000,00 | 650,00 | 20,00 |
| 7 | 1.000,00 | 750,00 | 50,00 |
| 8 | 1.000,00 | 750,00 | 28,00 |
| 9 | 1.000,00 | 750,00 | 20,00 |
| 10 | 615,00 | 550,00 | 50,00 |
| 11 | 615,00 | 550,00 | 28,00 |
| 12 | 615,00 | 550,00 | 20,00 |
| 13 | 615,00 | 650,00 | 50,00 |
| 14 | 615,00 | 650,00 | 28,00 |
| 15 | 615,00 | 650,00 | 20,00 |
| 16 | 615,00 | 750,00 | 50,00 |
| 17 | 615,00 | 750,00 | 28,00 |
| 18 | 615,00 | 750,00 | 20,00 |
| 19 | 400,00 | 550,00 | 50,00 |
| 20 | 400,00 | 550,00 | 28,00 |
| 21 | 400,00 | 550,00 | 20,00 |
| 22 | 400,00 | 650,00 | 50,00 |
| 23 | 400,00 | 650,00 | 28,00 |
| 24 | 400,00 | 650,00 | 20,00 |
| 25 | 400,00 | 750,00 | 50,00 |
| 26 | 400,00 | 750,00 | 28,00 |
| 27 | 400,00 | 750,00 | 20,00 |

Fonte: Autor

A Figura 77 contém a matriz de viabilidade da planta de H2V para todas as combinações possíveis com relação aos parâmetros de entrada de cada cenário, a partir da Tabela 32.

Percebe-se que, diferentemente da matriz da UFV, os parâmetros adotados têm maior impacto nas variações dos resultados obtidos. Desse modo, o projeto é viável quando a TIR do acionista for maior que o WACC considerado, 7,50%.

Figura 77 – Matriz de viabilidade da planta de H2V + HB

| Cenário | TIR (Acionista) (%) |
|---------|---------------------|
| 1 | - |
| 2 | 6,89% |
| 3 | 14,95% |
| 4 | - |
| 5 | 15,85% |
| 6 | 22,52% |
| 7 | 2,12% |
| 8 | 23,28% |
| 9 | 28,88% |
| 10 | - |
| 11 | 14,49% |
| 12 | 23,48% |
| 13 | -7,23% |
| 14 | 24,47% |
| 15 | 31,61% |
| 16 | 9,16% |
| 17 | 32,41% |
| 18 | 38,27% |
| 19 | - |
| 20 | 20,54% |
| 21 | 30,04% |
| 22 | -2,20% |
| 23 | 31,07% |
| 24 | 38,45% |
| 25 | 14,75% |
| 26 | 39,27% |
| 27 | 45,31% |

Fonte: Autor

Nesse contexto, a partir dos resultados encontrados, é possível avaliar que os valores de LCOH e LCOA de uma planta de produção de hidrogênio verde e de amônia verde se destacam

quando comparados à média de produção (GLOBAL, 2023), (EDWARDES-EVANS *et al.*, 2023) e (IEA, 2023e) . O estado do Ceará apresenta potencial para o mercado de hidrogênio, sob a perspectiva tanto técnico-financeira de produção do H₂V quanto logística, para transporte do insumo produzido, com sua localização geográfica estratégica.

Com relação à TIR da planta proposta, vale ressaltar que a maioria dos cenários avaliados são economicamente viáveis. Ademais, os cenários 1, 4, 10 e 19 apresentaram valores de TIR muito baixos, impossibilitando a determinação do parâmetro em questão.

Ademais, dentre os parâmetros avaliados, o preço da energia é o que acarreta em maior impacto para a viabilidade do projeto. Observa-se que todos os cenários inviáveis na Figura 77 (células com tons de vermelho) apresentam o maior preço de compra de energia.

5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

O hidrogênio é o elemento mais abundante no universo. Dessa forma, percebeu-se a possibilidade de utilizar o hidrogênio verde como insumo essencial na transição energética, visando a cumprir com os objetivos do Acordo de Paris (2015).

Tendo em vista que os projetos de usinas de hidrogênio verde previstos são de larga escala, é imprescindível que haja um estudo de viabilidade financeira para a implementação de tais empreendimentos.

Nesse contexto, no trabalho em questão foi proposto um sistema que contém uma usina solar fotovoltaica de 500 MW de potência instalada, localizada na cidade de Umari e uma planta de produção de hidrogênio verde com 123,2 MW de potência de eletrolisadores, situada no Porto do Pecém. Assim, foi feita a simulação da geração de energia da UFV, por meio do PVsyst e, a partir dos resultados obtidos, avaliou-se a viabilidade financeira da usina fotovoltaica. Por fim, definiu-se um preço da venda da energia via PPA (R\$ 140,00 ou USD 28,00) para que a planta de H2V fosse economicamente viável. A análise da viabilidade financeira foi feita tomando como base dados nacionais e internacionais de mercado.

Analisando a UFV isoladamente, sua taxa interna de retorno é de 4,4%; o VPL calculado é de R\$ 253.394.000,00; o *payback* se dá em 11 anos e o custo nivelado de produção de energia é de USD 21,75/MWh. Para a planta de hidrogênio renovável, obteve-se um LCOH de USD 2,31/kg e um LCOA de USD 595,48/t, ambos abaixo dos valores adotados internacionalmente. Sua TIR do acionista é de 24,47%; seu VPL é de 183,67 milhões de dólares (R\$ 918,35 MM) e o tempo de *payback* é de 10 anos. Ambos os empreendimentos são economicamente viáveis dados os parâmetros adotados no estudo.

Portanto, conclui-se que os objetivos propostos foram alcançados, uma vez que foi feita a simulação da geração da UFV, o dimensionamento da planta de H2V e dos principais processos presentes para produzir amônia verde, detalhando a metodologia adotada.

5.1 Trabalhos Futuros

Ao longo do desenvolvimento do trabalho proposto, avaliaram-se diversas possibilidades para complementar os estudos realizados. A listagem a seguir contém sugestões de trabalhos.

- Avaliação outras metodologias para determinação do CAPEX e do OPEX da geração

de energia renovável, já que os valores da documentação da EPE tenderão a divergir da realidade;

- Avaliação de cenários relacionados à compra de energia de outras fontes de geração para alimentar os processos de produção de H₂V e NH₃V;
- Análise da viabilidade de uma usina híbrida para produção de amônia verde;
- Proposição de cenários futuros de parâmetros (i.e., CAPEX e OPEX da UFV; CAPEX e OPEX da eletrólise; CAPEX e OPEX de Haber-Bosch);
- Avaliação e implementação de parâmetros que visem à maximização do lucro de todos os processos (UFV + H₂V + HB); e
- Consideração da venda dos equipamentos da UFV após o término de sua vida útil.

REFERÊNCIAS

ABRATE. **A Natureza do Sistema de Transmissão Brasileiro**. 2018. Last accessed 23 November 2023. Disponível em: <https://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/comissoes/comissoes-permanentes/cme/apresentacoes-em-eventos/2018/audiencia-publica-16-05-2018/ABRATE%20-%20MARIO%20MIRANDA.pdf>.

ABSOLAR. **Energia Solar Fotovoltaica no Brasil - Infográfico ABSOLAR**. 2023. Last accessed 19 September 2023. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>.

AHK-RJ. **Mapeamento do Setor de Hidrogênio Brasileiro - Panorama Atual e Potenciais para o Hidrogênio Verde**. 2021. Last accessed 01 August 2023. Disponível em: https://www.energypartnership.com.br/fileadmin/user_upload/brazil/media_elements/Mapeamento_H2_-_Diagramado_-_V2h.pdf.

AMBIENTEBRASIL. **Histórico das Células Fotovoltaicas e a Evolução da Utilização de Energia Solar**. 2023. Last accessed 17 September 2023. Disponível em: https://ambientes.ambientebrasil.com.br/energia/energia_solar/historico_das_celulas_fotovoltaicas_e_a_evolucao_da_utilizacao_de_energia_solar.html.

ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012**. 2012. Last accessed 18 September 2023. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>.

ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015**. 2015. Last accessed 18 September 2023. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>.

ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 786, DE 17 DE OUTUBRO DE 2017(*)**. 2017. Last accessed 18 September 2023. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf>.

ANEEL. **LEI Nº 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022**. 2022. Last accessed 18 September 2023. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm.

ANEEL. **A ANEEL**. 2023. Last accessed 19 August 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/aceso-a-informacao/institucional/a-aneel>.

ANEEL. **Resultado dos Leilões de Geração no Ambiente Regulado**. 2023. Last accessed 23 November 2023. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiYmZnMzY0NGMtYjEyNy00OTNlLW11YzctZj10ZTUwMDg5ODE3IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LW>

ANEEL. **SICNet 2.0**. 2023. Last accessed 09 November 2023. Disponível em: <https://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/pesquisa.asp>.

ANEEL. **Sistema de Informações de Geração da ANEEL**. 2023. Last accessed 06 November 2023. Disponível em: <https://bit.ly/3Ro0vF3>.

ANEEL. **TUST - Rede Básica**. 2023. Last accessed 09 November 2023. Disponível em: <https://bit.ly/49YOa11>.

ARRHENIUS, S. Xxi. on the influence of carbonic acid in the air upon the temperature of the ground. **The London, Edinburgh, and Dublin Philosophical Magazine and Journal of Science**, Taylor & Francis, v. 41, n. 251, p. 237–276, 1896.

ATKINS, P.; JONES, L.; LAVERMAN, L. **Princípios de Química Questionando a Vida Moderna e o Meio Ambiente**. [S. l.]: Bookman, 2018.

BECQUEREL, A.-E. Recherches sur les effets de la radiation chimique de la lumiere solaire au moyen des courants electriques. **CR Acad. Sci**, v. 9, n. 145, p. 1, 1839.

BISCUOLA, G. J. Tópicos de física, 3: eletricidade, física moderna, análise dimensional/gualter josé biscuola, newton villas boas, ricardo helou doca. reform. e ampl. **São Paulo: Saraiva**, 2007.

BNDES. **Histórico da parcela fixa da TLP**. 2023. Last accessed 10 November 2023. Disponível em: <https://bit.ly/3sY57bu>.

BNDES. **Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP**. 2023. Last accessed 13 November 2023. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/guia/custos-financeiros/taxa-juros-longo-prazo-tjlp#:~:text=jan%2F2022%20a%20mar%2F2022,%2F2021%20a%2C61%25%20a.a>.

BODMER, E. **Overview of Hydrogen**. 2023. Last accessed 13 November 2023. Disponível em: <https://edbodmer.com/smr-versus-electrolyzer-cost/>.

BRITANNICA. **Climate of Brazil**. 2023. Last accessed 15 October 2023. Disponível em: <https://www.britannica.com/place/Brazil/Climate>.

CALLENDAR, G. S. The artificial production of carbon dioxide and its influence on temperature. **Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society**, Wiley Online Library, v. 64, n. 275, p. 223–240, 1938.

CALÇA, M. V. C.; RANIERO, M. R.; FERNANDO, D. M. Z.; RODRIGUES, S. A.; PAI, A. D. Outliers detection in a quality control procedure for measurements of solar radiation. **IEEE Latin America Transactions**, v. 17, n. 11, p. 1815–1822, 2019.

CANADIANSOLAR. **Datasheet TOPBiHiKu7 BIFACIAL TOPCON 650 W 720 W**. 2023. Last accessed 13 November 2023. Disponível em: https://static.csisolar.com/wp-content/uploads/sites/2/2022/12/30132037/CS-Datasheet-TOPBiHiKu7-TOPCon_CS7N-TB-AG_v1.1C1_AU.pdf.

CANALSOLAR. **O que é o LCOE e como utilizar nos projetos fotovoltaicos?** 2020. Last accessed 01 November 2023. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/o-que-e-o-lcoe-e-como-utilizar-nos-projetos-fotovoltaicos/>.

CANALSOLAR. **GreenYellow adquire módulos bifaciais para implantação de usinas que somam 47,95 MWp**. 2023. Last accessed 14 October 2023. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/greenyellow-adquire-modulos-bifaciais-para-implantacao-de-usinas-que-somam-4795-mwp/>.

CCEE. **CCEE Lança Primeira Certificação Brasileira de Hidrogênio Renovável**. 2022. Last accessed 27 October 2023. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/ccee-lanca-primeira-certificacao-brasileira-de-hidrogenio-renovavel>.

CCEE. **Manual para Certificação de Hidrogênio**. 2023. Last accessed 27 October 2023. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/documents/80415/919444/Manual%20para%20a%20Certifica%C3%A7%C3%A3o%20de%20Hidrog%C3%AAnio%20REV1.1.docx/3b73a55e-3ed3-aeb1-8c92-e6d9c6b8a8d2>.

CCEE. **Sobre nós**. 2023. Last accessed 19 August 2023. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/sobrenos>.

CEARÁ, G. do Estado do. **Complexo do Pecém apresenta HUB de Hidrogênio Verde nos Estados Unidos**. 2022. Last accessed 27 October 2023. Disponível em: <https://www.ceara.gov.br/2022/10/10/complexo-do-pecem-apresenta-hub-de-hidrogenio-verde-nos-estados-unidos/>.

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

CESARO, Z.; IVES, M.; NAYAK-LUKE, R.; MASON, M.; BAÑARES-ALCÁNTARA, R. Ammonia to power: Forecasting the levelized cost of electricity from green ammonia in large-scale power plants. **Applied Energy**, v. 282, p. 116009, 2021. ISSN 0306-2619. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261920314549>.

CHAPIN, D. M.; FULLER, C. S.; PEARSON, G. L. A new silicon p-n junction photocell for converting solar radiation into electrical power. **Journal of applied physics**, American Institute of Physics, v. 25, n. 5, p. 676–677, 1954.

CHEN, S.; PERATHONER, S.; AMPELLI, C.; CENTI, G. Chapter 2 - electrochemical dinitrogen activation: To find a sustainable way to produce ammonia. In: ALBONETTI, S.; PERATHONER, S.; QUADRELLI, E. A. (Ed.). **Horizons in Sustainable Industrial Chemistry and Catalysis**. Elsevier, 2019, (Studies in Surface Science and Catalysis, v. 178). p. 31–46. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780444641274000021>.

CIPP. **Pecém Complexo Industrial e Portuário**. 2021. Last accessed 27 October 2023. Disponível em: <https://www.complexodopecem.com.br/wp-content/uploads/2022/04/Folder-Institucional-Complexo-do-Pecem.pdf>.

CIPP. **Pecém Factsheet 2021**. 2021. Last accessed 27 October 2023. Disponível em: <https://www.complexodopecem.com.br/wp-content/uploads/2022/08/Pecem-Factsheet-H%C2%B2V-Port.pdf>.

CIPP. **HUB DE HIDROGÊNIO VERDE DO COMPLEXO DO PECÉM**. 2023. Last accessed 27 October 2023. Disponível em: <https://www.complexodopecem.com.br/hubh2v/>.

CIPP. **Tabela de Preços 2023 - ZPE**. 2023. Last accessed 12 November 2023. Disponível em: <https://zpeceara.com.br/wp-content/uploads/2023/05/TABELA-DE-PREÇOS-ZPE-CEARA-2023-1.pdf>.

CMSE. **CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico**. 2023. Last accessed 19 August 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cmse>.

DAVY, H. I. the bakerian lecture, on some chemical agencies of electricity. **Philosophical Transactions of the Royal Society of London**, The Royal Society London, n. 97, p. 1–56, 1807.

DOBOS, E. Albedo. 12 2005.

ECYCLE. **Técnicas de neutralização de carbono: captura e armazenamento de carbono (CCS)**. 2023. Last accessed 22 November 2023. Disponível em: <https://www.ecycle.com.br/neutralizacao-de-carbono-armazenamento-de-carbono/>.

EDUARDES-EVANS, H.; BURGESS ames; PEREZ, M. **Platts Ammonia Price Chart**. 2023. Last accessed 23 November 2023. Disponível em: https://www.spglobal.com/commodityinsights/PlattsContent/_assets/_images/latest-news/ammonia-flourish/index.html.

EINSTEIN, A. On a heuristic point of view concerning the production and transformation of light. *Annalen der Physik*, p. 1–18, 1905.

EMBRAPA. **Produção de gás combustível por meio de processo de gaseificação de Eucalyptus grandis em reator de leito fluidizado**. 2016. Last accessed 22 November 2023. Disponível em: <https://ainfo.cnptia.embrapa.br/digital/bitstream/item/151279/1/III-EnPI-2016-248-255.pdf>.

EMBRAPA. **Área de Reserva Legal (ARL)**. 2023. Last accessed 06 November 2023. Disponível em: <https://www.embrapa.br/codigo-florestal/area-de-reserva-legal-arl>.

ENERGIA, E. **O que é energia intermitente e quais são as principais fontes?** 2022. Last accessed 19 August 2023. Disponível em: <https://blog.esferaenergia.com.br/fontes-de-energia/energia-intermitente>.

ENERGÊS. **DESMISTIFICANDO AS FONTES DE ENERGIA**. 2020. Last accessed 15 October 2023. Disponível em: <https://energes.com.br/fontes-de-energia/>.

ENERGÊS. **DIFERENÇA ENTRE IRRADIÂNCIA E IRRADIAÇÃO**. 2020. Last accessed 19 September 2023. Disponível em: <https://energes.com.br/diferenca-de-irradiancia-e-irradiacao/#:~:text=Iradi%C3%A2ncia%20representa%20o%20fluxo%20de,por%20unidade%20de%20%C3%A1rea%20desta>.

ENERGÊS. **AUTOPRODUÇÃO DE ENERGIA: Opção para o grande consumidor gerar sua própria energia**. 2022. Last accessed 27 October 2023. Disponível em: <https://energes.com.br/autoproducao-de-energia/>.

ENERGÊS. **Evolução da Energia Solar**. 2023. Last accessed 17 September 2023. Disponível em: <https://energes.com.br/historia-da-energia-solar/>.

EPBR. **A descarbonização e o hidrogênio no Brasil**. 2023. Last accessed 15 August 2023. Disponível em: <https://epbr.com.br/a-descarbonizacao-e-o-hidrogenio-no-brasil/>.

EPE. **Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio**. 2021. Last accessed 19 October 2023. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/Hidroge%CC%82nio_23Fev2021NT%20\(2\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/Hidroge%CC%82nio_23Fev2021NT%20(2).pdf).

EPE. **Caderno de Preços da Geração 2021**. 2021. Last accessed 08 November 2023. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublishingImages/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/caderno-de-precos-da-geracao/CadernodePre%c3%a7osdeGera%c3%a7%c3%a3o_r0.pdf.

EPE. **EXPANSÃO DA GERAÇÃO EMPREENDIMENTOS FOTOVOLTAICOS Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à Participação nos Leilões de Energia Elétrica**. 2021. Last accessed 06 November 2023. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/leiloes-de-energia/Documents/EPE-DEE-RE-065_2013_R7_UFV.pdf.

EPE. **MME apresenta ao CNPE proposta de diretrizes para o Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2)**. 2021. Last accessed 10 February 2023. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/mme-apresenta-ao-cnpe-proposta-de-diretrizes-para-o-programa-nacional-do-hidrogenio-pnh2-#:~:text=Not%C3%ADcias-,MME%20apresenta%20ao%20CNPE%20proposta%20de%20diretrizes,Programa%20Nacional%20do%20Hidrog%C3%AAnio%20\(PNH2\)&text=O%20Minist%C3%A9rio%20de%20Minas%20e,de%20Pol%C3%ADtica%20Energ%C3%A9tica%20\(CNPE\).](https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/mme-apresenta-ao-cnpe-proposta-de-diretrizes-para-o-programa-nacional-do-hidrogenio-pnh2-#:~:text=Not%C3%ADcias-,MME%20apresenta%20ao%20CNPE%20proposta%20de%20diretrizes,Programa%20Nacional%20do%20Hidrog%C3%AAnio%20(PNH2)&text=O%20Minist%C3%A9rio%20de%20Minas%20e,de%20Pol%C3%ADtica%20Energ%C3%A9tica%20(CNPE).)

EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia**. 2021. Last accessed 01 August 2023. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-609/Relatorio_PDE2031_ConsultaPublica.pdf.

EPE. **ABCDEnergia - Matriz Energética e Elétrica**. 2022. Last accessed 12 August 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>.

EPE. **Balço Energético Nacional 2022**. 2022. Last accessed 01 August 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-675/topico-638/BEN2022.pdf>.

EPE. **Hidrogênio Cinza: Produção a partir da reforma a vapor do gás natural**. 2022. Last accessed 20 October 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-654/NT%20Hidrog%C3%AAnio%20Cinza.pdf>.

EPE. **Caderno de Tecnologias de Geração 2023 - Evolução dos projetos cadastrados nos leilões de Energia e suas Características Técnicas**. 2023. Last accessed 14 October 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-745/Caderno%20de%20Tecnologias%20de%20Gera%C3%A7%C3%A3o%202023.pdf>.

EPE. **Quem Somos**. 2023. Last accessed 19 August 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/a-epe/quem-somos>.

ESCOLA, B. **A Crise do Petróleo**. 2023. Last accessed 17 September 2023. Disponível em: <https://brasilescola.uol.com.br/geografia/a-crise-do-petroleo.htm>.

ESCOLA, B. **Rio+20**. 2023. Last accessed 15 August 2023. Disponível em: <https://brasilescola.uol.com.br/biologia/rio-20.htm>.

EUBIA. **Challenges Related to Biomass**. 2023. Last accessed 19 August 2023. Disponível em: <https://www.eubia.org/cms/wiki-biomass/biomass-resources/challenges-related-to-biomass/>.

EXAME. **Da revolução industrial à destruição da ozonfera**. 2022. Last accessed 15 August 2023. Disponível em: <https://exame.com/esg/da-revolucao-industrial-a-destruicao-da-ozonfera/>.

EÓLICA, C. **Fim do desconto na TUST beneficiará a fonte eólica no médio prazo**. 2020. Last accessed 22 November 2023. Disponível em: <https://cenarioeolica.editorabrasilenergia.com.br/2020/10/29/fim-do-desconto-na-tust-beneficiara-a-fonte-eolica-no-medio-prazo/#:~:text=O%20Art.,contados%20da%20data%20da%20outorga>.

FEDERAL, S. **Comissão do Hidrogênio Verde aprova marco legal; texto segue para a Câmara.** 2023. Last accessed 17 December 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>.

FEDERAL, S. **Projeto de Lei nº 5816, de 2023.** 2023. Last accessed 17 December 2023. Disponível em: https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/161378?_gl=1*190wvqg*_ga*MjIxMzQwMTIwLjE3MDI4NDk5MjI.*_ga_CW3ZH25XMK*MTcwMjg0OTkyMi4xLjEuMTcwMjg1MDAwNS4wLjAuMA..

FRITTS, C. E. On a new form of selenium cell, and some electrical discoveries made by its use. **American Journal of Science**, American Journal of Science, v. 3, n. 156, p. 465–472, 1883.

Fúnez Guerra, C.; Jaén Caparrós, M.; Nieto Calderón, B.; Sendarrubias Carbonero, V.; Nieto Gallego, E.; REYES-BOZO, L.; GODOY-FÁUNDEZ, A.; CLEMENTE-JUL, C.; VYHMEISTER, E. Viability analysis of centralized hydrogen generation plant for use in mobility sector. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 43, n. 26, p. 11793–11802, 2018. HYdrogen POwer THEoretical and Engineering Solutions –International Symposium (Hypothesis XII). Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319918313703>.

GLOBAL, S. **Platts Hydrogen Assesment.** 2023. Last accessed 23 November 2023. Disponível em: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/our-methodology/price-assessments/energy-transition/hydrogen-price-assessments>.

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

HAMANN, C. H.; HAMNETT, A.; VIELSTICH, W. **Electrochemistry.** [S. l.]: Wiley-VCH, 2007.

HYDROGEN, N. **Nel Hydrogen Electrolysers.** 2023. Last accessed 13 November 2023. Disponível em: <https://nelhydrogen.com/wp-content/uploads/2020/03/Electrolysers-Brochure-Rev-D.pdf>.

HYDROGEN, N. **A Series - Atmospheric Alkaline Electrolyser.** 2023. Last accessed 11 November 2023. Disponível em: <https://nelhydrogen.com/product/atmospheric-alkaline-electrolyser-a-series/>.

IBERDROLA. **Amônia verde: a revolução sustentável na indústria química.** 2023. Last accessed 30 October 2023. Disponível em: <https://www.iberdrola.com/quem-somos/nossa-atividade/hidrogenio-verde/amonia-verde>.

IBERDROLA. **Green hydrogen: an alternative that reduces emissions and cares for our planet.** 2023. Last accessed 21 October 2023. Disponível em: <https://www.iberdrola.com/sustainability/green-hydrogen>.

IBERDROLA. **What is a PPA, and what are the main benefits?** 2023. Last accessed 14 October 2023. Disponível em: <https://www.iberdrola.com/about-us/contracts-ppa-energy>.

IEA. **Ammonia Technology Roadmap Towards more sustainable nitrogen fertiliser production.** 2021. Last accessed 31 October 2023. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/6ee41bb9-8e81-4b64-8701-2acc064ff6e4/AmmoniaTechnologyRoadmap.pdf>.

IEA. **Global Hydrogen Review 2021**. 2021. Last accessed 26 October 2023. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abda-e9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>.

IEA. **Electricity security Vital to well-functioning modern societies and economies**. 2023. Last accessed 19 August 2023. Disponível em: <https://www.iea.org/areas-of-work/energy-security/electricity-security>.

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

IEA. **Global Hydrogen Review 2023**. 2023. Last accessed 21 October 2023. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/8d434960-a85c-4c02-ad96-77794aaa175d/GlobalHydrogenReview2023.pdf>.

IEA. **Hydrogen**. 2023. Last accessed 21 October 2023. Disponível em: <https://www.iea.org/energy-system/low-emission-fuels/hydrogen>.

IEA. **Levelised Cost of Hydrogen Maps**. 2023. Last accessed 23 November 2023. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/levelised-cost-of-hydrogen-maps>.

IEA. **Solar PV**. 2023. Last accessed 19 September 2023. Disponível em: <https://www.iea.org/energy-system/renewables/solar-pv>.

IEZZI, G.; HAZZAN, S.; DEGENSZAJN, D. Fundamentos de matemática elementar, volume 11, 1a edição. **Sao Paulo: Atual**, 2004.

INFOESCOLA. **Dopagem Eletrônica**. 2023. Last accessed 17 September 2023. Disponível em: <https://www.infoescola.com/quimica/dopagem-eletronica/>.

INPE. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2017. Last accessed 19 September 2023. Disponível em: <http://mtc-m21b.sid.inpe.br/col/sid.inpe.br/mtc-m21b/2017/08.15.18.20/doc/thisInformationItemHomePage.html>.

IPAM. **Albedo**. 2023. Last accessed 21 September 2023. Disponível em: <https://ipam.org.br/glossario/albedo/>.

IRENA. **GLOBAL HYDROGEN TRADE TO MEET THE 1.5°C CLIMATE GOAL**. 2022. Last accessed 26 October 2023. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA_Global_hydrogen_trade_part_1_2022_.pdf?rev=f70cfbdcf3d34b40bc256383f54dbe73.

IRENA. **Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part I – Trade outlook for 2050 and way forward**. 2022. Last accessed 01 August 2023. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA_Global_hydrogen_trade_part_1_2022_.pdf?rev=f70cfbdcf3d34b40bc256383f54dbe73.

IRENA. **INNOVATION OUTLOOK RENEWABLE AMMONIA**. 2022. Last accessed 31 October 2023. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/May/IRENA_Innovation_Outlook_Ammonia_2022.pdf?rev=50e91f792d3442279fca0d4ee24757ea.

IRENA. **Renewable capacity statistics 2023**. 2023. Last accessed 20 September 2023. Disponível em: <https://www.irena.org/Publications/2023/Mar/Renewable-capacity-statistics-2023>.

MACHADO, S. A. S. **Eletrólise da Água**. 2020. Last accessed 23 October 2023. Disponível em: https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/5806238/mod_resource/content/1/Aula%2009%20-%20Eletrólise%20da%20Água.pdf.

MEGAWHAT. **Ministério de Minas e Energia (MME)**. 2023. Last accessed 19 August 2023. Disponível em: <https://megawhat.energy/verbetes/363/ministerio-de-minas-e-energia-mme>.

MMA. **Biomás**. 2022. Last accessed 12 August 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>.

MMA. **Acordo de Paris**. 2023. Last accessed 15 August 2023. Disponível em: <https://antigo.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/acordo-de-paris.html>.

MME. **CNPE - Conselho Nacional de Política Energética**. 2023. Last accessed 19 August 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe>.

MME; ANEEL. **RESOLUÇÕES AUTORIZATIVAS DE 31 DE JANEIRO DE 2023**. 2023. Last accessed 09 November 2023. Disponível em: <https://pesquisa.in.gov.br/imprensa/servlet/INPDFViewer?jornal=515&pagina=69&data=08/02/2023&captchafield=firstAccess>.

NEOSOLAR. **O QUE SÃO MPPT E MLPE NO INVERSOR SOLAR**. 2023. Last accessed 19 September 2023. Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/microinversor/tecnologia-mppt-mlpe-otimizacao-inversor-solar#:~:text=O%20MPPT%20monitora%20de%20forma,para%20funcionamento%20da%20placa%20solar>.

NUBANK. **IPCA 2023: acompanhe a inflação mês a mês**. 2023. Last accessed 09 November 2023. Disponível em: <https://blog.nubank.com.br/ipca-2023/>.

ONS. **Mapa do Sistema de Transmissão: horizonte 2024**. 2020. Last accessed 15 October 2023. Disponível em: <http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>.

ONS. **EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA NO SIN - AGOSTO 2023/ DEZEMBRO 2027**. 2023. Last accessed 12 August 2023. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>.

ONS. **O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL**. 2023. Last accessed 15 August 2023. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>.

ONS. **RESULTADOS DA OPERAÇÃO HISTÓRICO DA OPERAÇÃO - CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO**. 2023. Last accessed 21 September 2023. Disponível em: https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/capacidade_instalada.aspx.

ONS. **Sobre o ONS - O que é o ONS**. 2023. Last accessed 19 August 2023. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>.

ONU. **MAKE THE SDGS A REALITY**. 2023. Last accessed 15 August 2023. Disponível em: <https://sdgs.un.org/>.

PEREZ, R.; INEICHEN, P.; SEALS, R.; MICHALSKY, J.; STEWART, R. Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. **Solar Energy**, v. 44, n. 5, p. 271–289, 1990. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0038092X9090055H>.

PORTALSOLAR. **Folha de dados do painel solar: o que você precisa saber**. 2023. Last accessed 17 November 2023. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/folha-de-dados-do-painel-solar-o-que-voce-precisa-saber.html>.

RUIZ, E. T. N. F. **Análise de Investimento em Projetos de Energia Solar Fotovoltaica. Geração Centralizada**. [S. l.]: Alínea, 2021.

S.A., E. E. D. B. **EDP apresenta planta de Hidrogênio Verde no Ceará**. 2023. Last accessed 17 October 2023. Disponível em: <https://brasil.edp.com/pt-br/news/2023/01/19/edp-apresenta-planta-de-hidrogenio-verde-no-ceara>.

SA, P. **About Us**. 2020. Last accessed 15 October 2023. Disponível em: <https://energes.com.br/fontes-de-energia/>.

SAMANEZ, C. P. **Matemática Financeira**. [S. l.]: Pearson, 2010.

SAMPANGI, D.; VURIMINDI, H. Hydrogen production by pem water electrolysis – a review. **Materials Science for Energy Technologies**, v. 2, p. 442–454, 03 2019.

SATPATHY, R. **Additional Energy yield using Bifacial Solar PV Modules dependency on Albedo**. 2023. Last accessed 17 November 2023. Disponível em: https://www.ises.org/sites/default/files/webinars/Presentation%20Rabi%20Satpathy_ISESWebinar_0.pdf.

Shiva Kumar, S.; HIMABINDU, V. Hydrogen production by pem water electrolysis – a review. **Materials Science for Energy Technologies**, v. 2, n. 3, p. 442–454, 2019. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2589299119300035>.

SIEMENS. **Soluções de Hidrogênio**. 2023. Last accessed 26 October 2023. Disponível em: <https://www.siemens-energy.com/br/portugues/solucoes/energia-renovavel/solucoes-de-hidrogenio.html>.

SOLAR, P. **ACL e ACR: o que é Ambiente de Contratação Livre e Regulada de energia elétrica?** 2023. Last accessed 19 September 2023. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/acl-acr-ambiente-de-contratacao-livre-e-regulada>.

SUNGROW. **Datasheet SG3400/3125/2500HV-MV-20**. 2023. Last accessed 13 November 2023. Disponível em: https://www.sungrowpowerservice.com/Files/KnowledgeBase/Central/Manual/DS_SG3400-3125-2500HV-MV-20.pdf.

URSUA, A.; GANDIA, L. M.; SANCHIS, P. Hydrogen production from water electrolysis: Current status and future trends. **Proceedings of the IEEE**, v. 100, n. 2, p. 410–426, 2012.

VILLALVA, M. G. **Energia Solar Fotovoltaica Conceitos e Aplicações - Sistemas Isolados e Conectados à Rede**. [S. l.]: Saraiva, 2012.

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. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360128509000598>.

ANEXO A – RELATÓRIO DE SIMULAÇÃO DO PVSYS

Neste anexo, encontra-se o relatório da simulação da usina solar fotovoltaica proposta, gerado pelo *software* PVSyst.

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: TCC_LUCCA_UMARI_REV01

Variant: New simulation variant

Unlimited trackers

System power: 625.8 MWp

TCC_UMARI_REV01 - Brazil



PVsyst V7.4.3

VC0, Simulation date:
28/09/23 10:35
with v7.4.2

Project summary

Geographical Site

TCC_UMARI_REV01
Brazil

Situation

Latitude -6.60 °S
Longitude -38.84 °W
Altitude 252 m
Time zone UTC-3

Project settings

Albedo 0.20

Meteo data

TCC_UMARI_REV01
Meteonorm 8.1 (2009-2017), Sat=100% (Modified by user) - Synthetic

System summary

Grid-Connected System

Simulation for year no 10

Unlimited trackers

PV Field Orientation

Orientation
Tracking horizontal axis

Tracking algorithm

Astronomic calculation

Near Shadings

No Shadings

System information

PV Array

Nb. of modules 906984 units
Pnom total 625.8 MWp

Inverters

Nb. of units 160 units
Pnom total 500.0 MWac
Pnom ratio 1.252

User's needs

Unlimited load (grid)

Results summary

Produced Energy 1336779592 kWh/year Specific production 2136 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 79.96 %

Table of contents

| | |
|---|----|
| Project and results summary | 2 |
| General parameters, PV Array Characteristics, System losses | 3 |
| Main results | 5 |
| Loss diagram | 6 |
| Predef. graphs | 7 |
| P50 - P90 evaluation | 13 |
| Single-line diagram | 14 |

**PVsyst V7.4.3**

VC0, Simulation date:
28/09/23 10:35
with v7.4.2

General parameters**Grid-Connected System****Unlimited trackers****PV Field Orientation****Orientation**

Tracking horizontal axis

Tracking algorithm

Astronomic calculation

Trackers configuration

Nb. of trackers 10 units

Unlimited trackers

Sizes

Tracker Spacing 10.00 m

Collector width 3.00 m

Ground Cov. Ratio (GCR) 30.0 %

Left inactive band 0.02 m

Right inactive band 0.02 m

Phi min / max. +/- 60.0 °

Shading limit angles

Phi limits for BT +/- 72.3 °

Models used

Transposition Perez

Diffuse Perez, Meteonorm

Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

No Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

Bifacial system

Model 2D Calculation
unlimited trackers

Bifacial model geometry

Tracker Spacing 10.00 m

Tracker width 3.04 m

GCR 30.4 %

Axis height above ground 2.10 m

Bifacial model definitions

Ground albedo 0.25

Bifaciality factor 80 %

Rear shading factor 5.0 %

Rear mismatch loss 10.0 %

Shed transparent fraction 0.0 %

PV Array Characteristics**PV module**

Manufacturer CSI Solar

Model CS7N-690TB-AG 1500V

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 690 Wp

Number of PV modules 906984 units

Nominal (STC) 625.8 MWp

Modules 33592 string x 27 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 578.9 MWp

U mpp 983 V

I mpp 588841 A

Total PV power

Nominal (STC) 625819 kWp

Total 906984 modules

Module area 2817412 m²**Inverter**

Manufacturer Sungrow

Model SG3125-HV-20

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 3125 kWac

Number of inverters 160 units

Total power 500000 kWac

Operating voltage 875-1300 V

Max. power (=>25°C) 3593 kWac

Pnom ratio (DC:AC) 1.25

Total inverter power

Total power 500000 kWac

Max. power 574880 kWac

Number of inverters 160 units

Pnom ratio 1.25



PVsyst V7.4.3

VC0, Simulation date:
28/09/23 10:35
with v7.4.2

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 3.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 29.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 0.027 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Serie Diode Loss

Voltage drop 0.7 V
Loss Fraction 0.1 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 2.0 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.4 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.2 %

Module average degradation

Year no 10
Loss factor 0.4 %/year

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion 0.4 %/year
Vmp RMS dispersion 0.4 %/year

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 | 0.962 | 0.892 | 0.816 | 0.681 | 0.440 | 0.000 |

System losses

Unavailability of the system

Time fraction 2.0 %
7.3 days,
5 periods

Auxiliaries loss



PVsyst V7.4.3

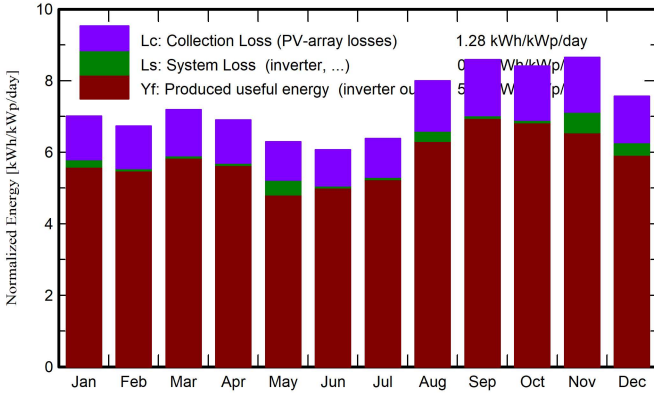
VC0, Simulation date:
28/09/23 10:35
with v7.4.2

Main results

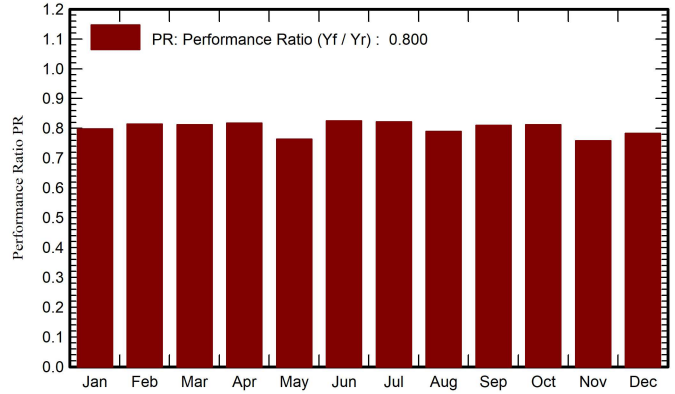
System Production

Produced Energy (P50) 5036779592 kWh/year Specific production (P50) 2136 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 79.96 %
 Produced Energy (P90) 33946334 kWh/year Specific production (P90) 2052 kWh/kWp/year
 Produced Energy (P95) 269081112 kWh/year Specific production (P95) 2028 kWh/kWp/year

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

| | GlobHor kWh/m ² | DiffHor kWh/m ² | T_Amb °C | GlobInc kWh/m ² | GlobEff kWh/m ² | EArray kWh | E_Grid kWh | PR ratio | EffSysR % |
|-------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------|-------------------|--------------|--------------|
| January | 174.7 | 81.60 | 28.81 | 217.2 | 204.3 | 112457119 | 108567845 | 0.799 | 17.74 |
| February | 153.1 | 73.80 | 28.55 | 188.6 | 176.8 | 97223517 | 96158215 | 0.815 | 18.10 |
| March | 174.3 | 77.80 | 28.59 | 223.0 | 208.9 | 114552558 | 113336246 | 0.812 | 18.04 |
| April | 161.2 | 70.40 | 27.68 | 207.0 | 193.3 | 107033479 | 105904915 | 0.817 | 18.16 |
| May | 152.5 | 73.70 | 27.88 | 195.2 | 181.2 | 101375802 | 93353428 | 0.764 | 16.97 |
| June | 141.5 | 65.10 | 26.71 | 182.0 | 169.0 | 95069689 | 94060102 | 0.826 | 18.34 |
| July | 152.5 | 65.90 | 26.92 | 197.8 | 183.9 | 102878171 | 101793913 | 0.822 | 18.26 |
| August | 184.4 | 64.50 | 27.22 | 248.0 | 232.1 | 127921928 | 122485968 | 0.789 | 17.53 |
| September | 193.4 | 62.30 | 27.45 | 257.6 | 242.5 | 131984052 | 130639765 | 0.810 | 18.00 |
| October | 199.0 | 69.00 | 28.51 | 260.6 | 246.5 | 133846144 | 132463906 | 0.812 | 18.04 |
| November | 199.9 | 68.30 | 28.53 | 259.5 | 246.0 | 133759883 | 123086454 | 0.758 | 16.84 |
| December | 185.8 | 70.20 | 29.01 | 234.6 | 223.2 | 121706806 | 114928836 | 0.783 | 17.38 |
| Year | 2072.3 | 842.60 | 27.99 | 2671.2 | 2507.6 | 1379809146 | 1336779592 | 0.800 | 17.76 |

Legends

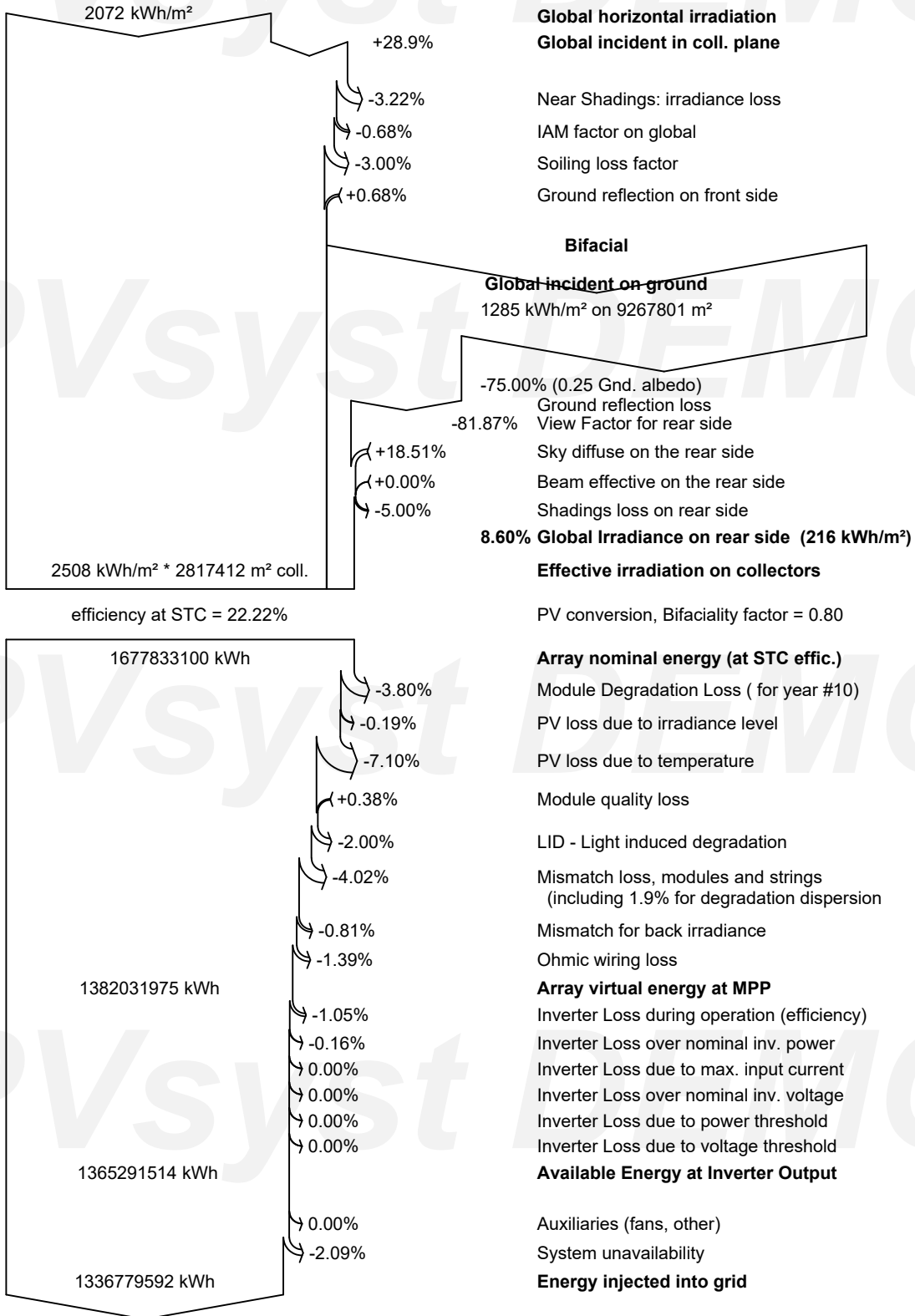
- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio
- EffSysR Effic. Eout system / rough area



PVsyst V7.4.3

VC0, Simulation date:
28/09/23 10:35
with v7.4.2

Loss diagram



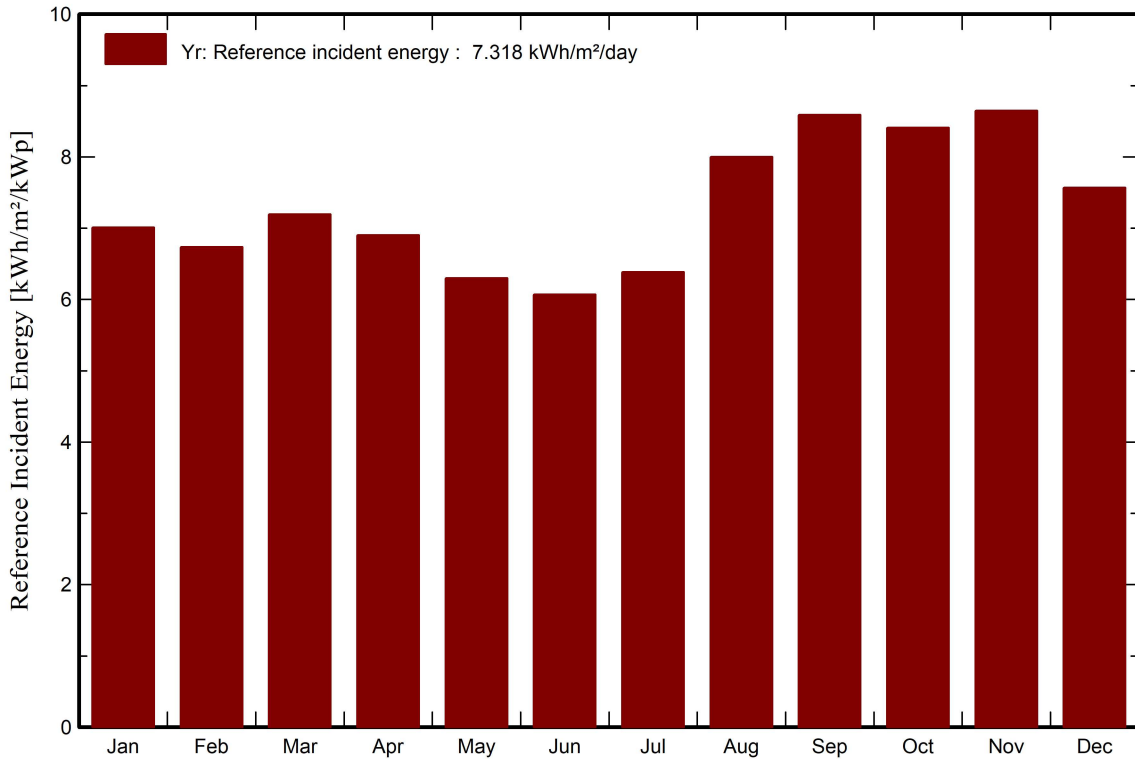


PVsyst V7.4.3

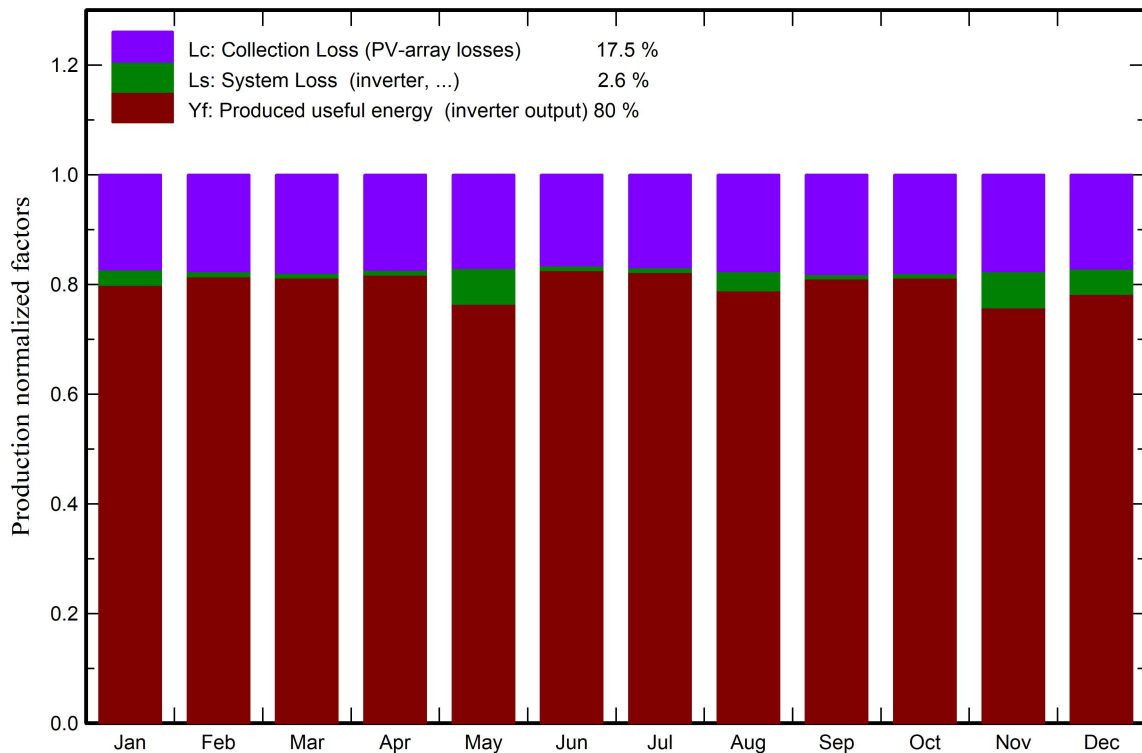
VC0, Simulation date:
28/09/23 10:35
with v7.4.2

Predef. graphs

Reference Incident Energy in Collector Plane



Normalized Production and Loss Factors



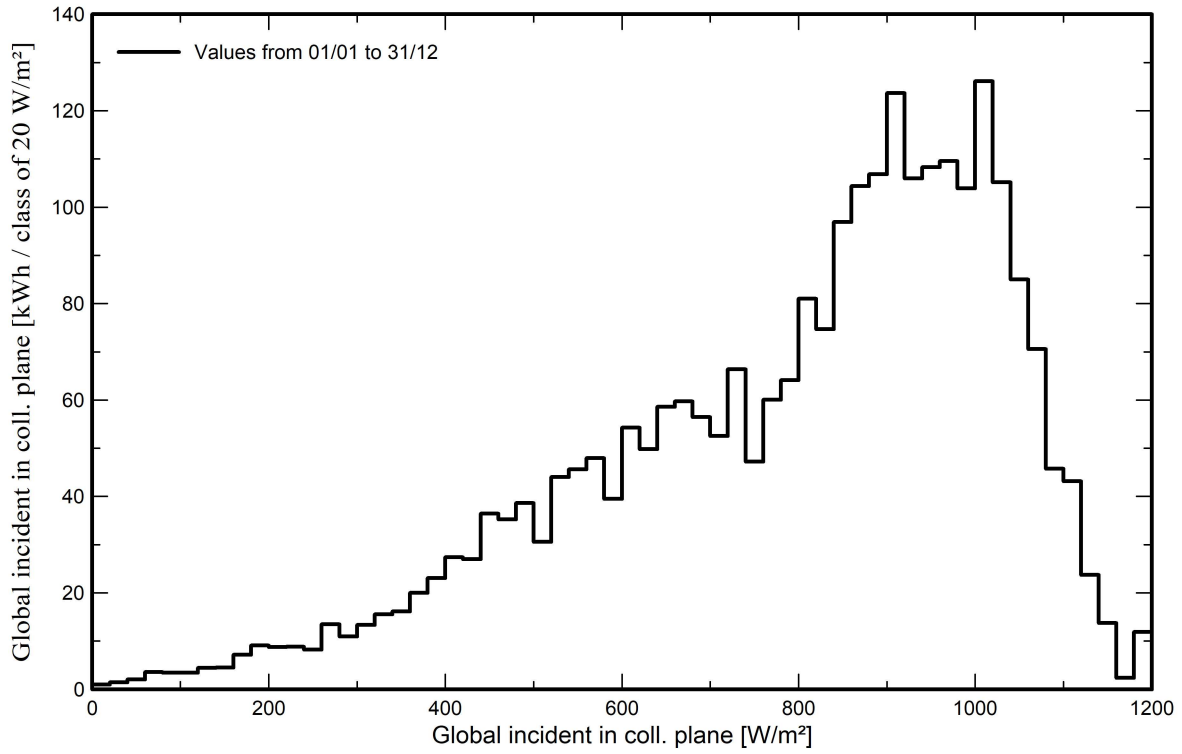


PVsyst V7.4.3

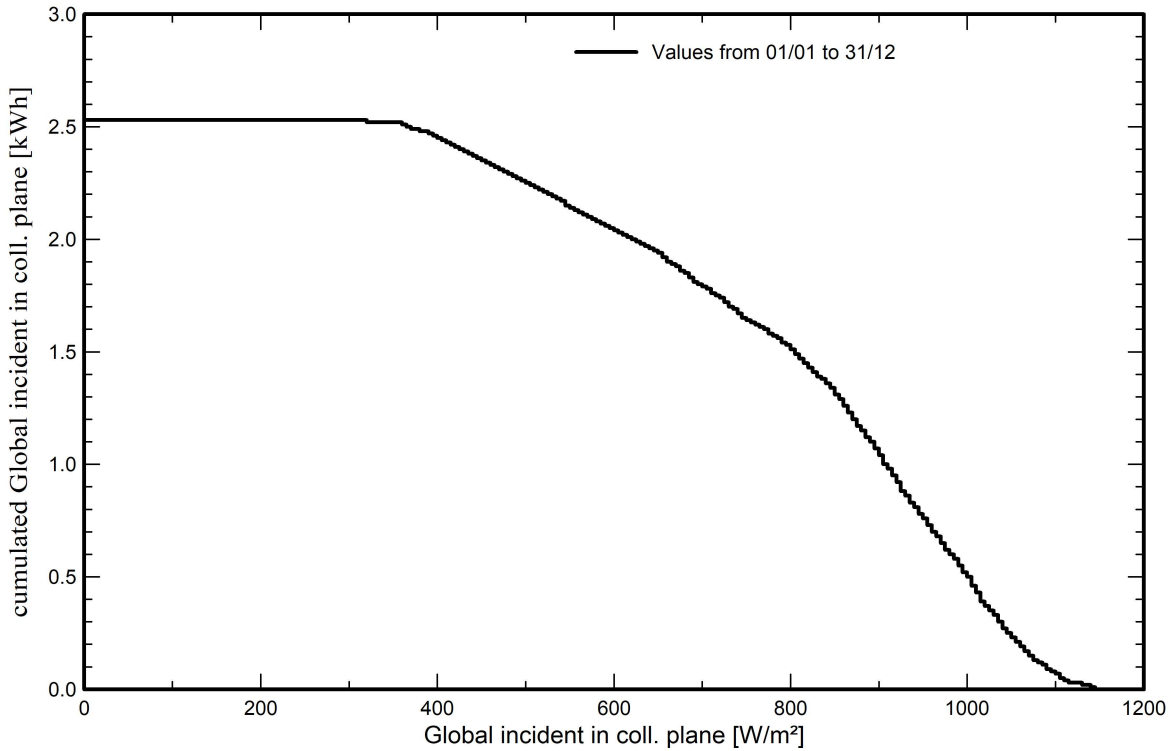
VC0, Simulation date:
28/09/23 10:35
with v7.4.2

Predef. graphs

Incident Irradiation Distribution



Incident Irradiation cumulative distribution



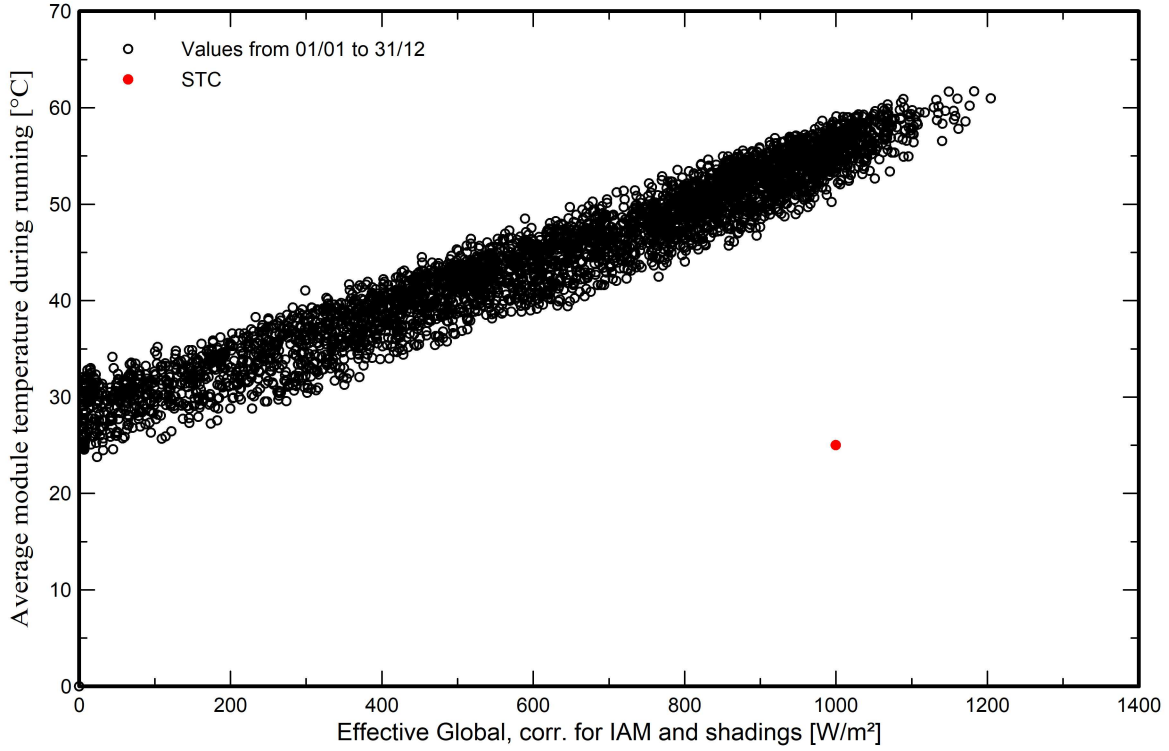


PVsyst V7.4.3

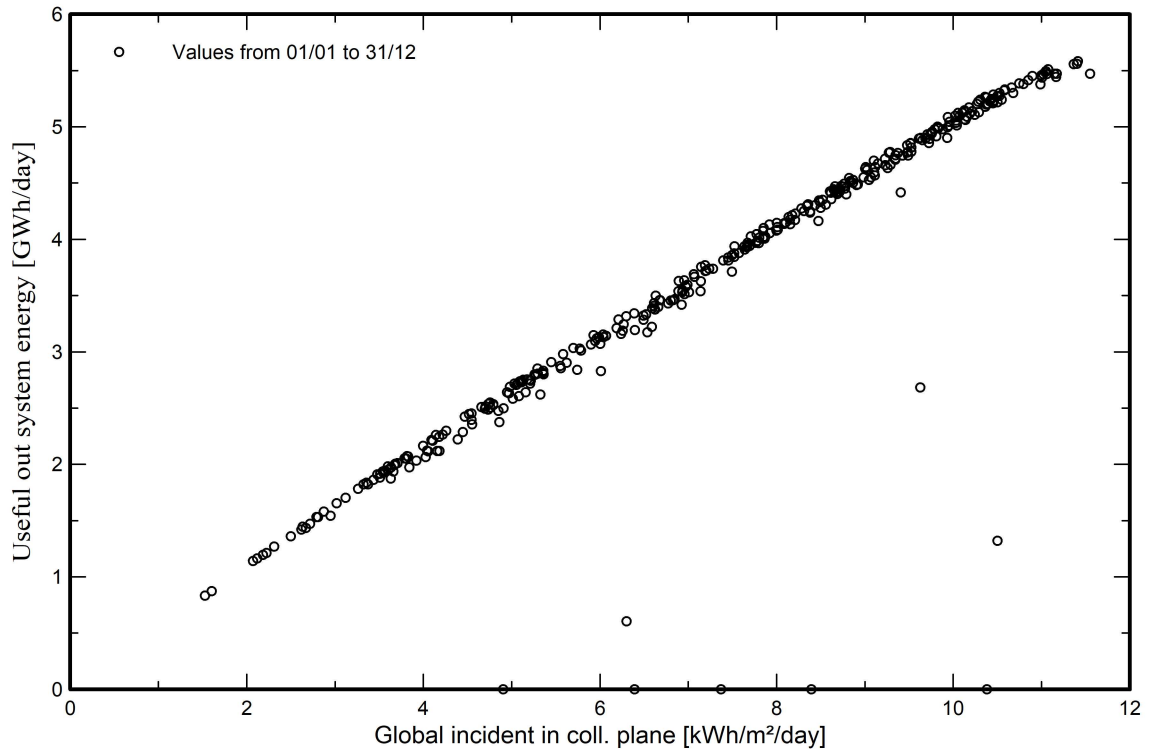
VC0, Simulation date:
28/09/23 10:35
with v7.4.2

Predef. graphs

Array Temperature vs. Effective Irradiance



Daily Input/Output diagram



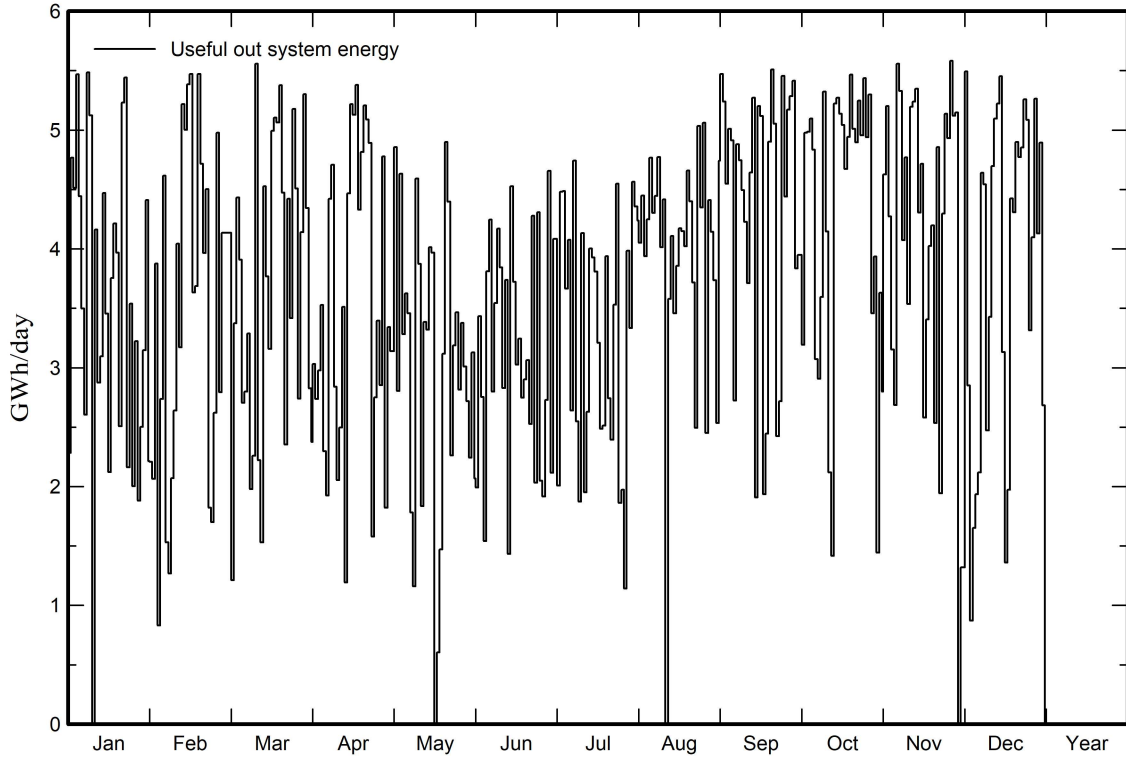


PVsyst V7.4.3

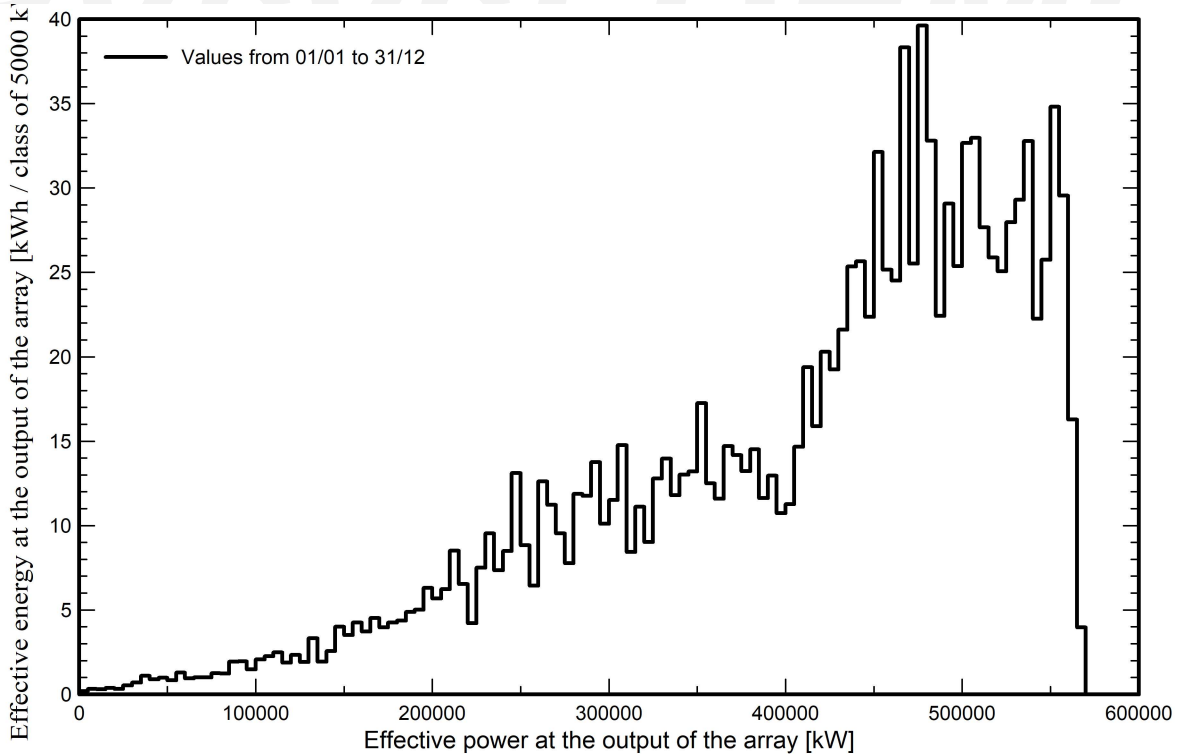
VC0, Simulation date:
28/09/23 10:35
with v7.4.2

Predef. graphs

Daily System Output Energy



Array Power Distribution



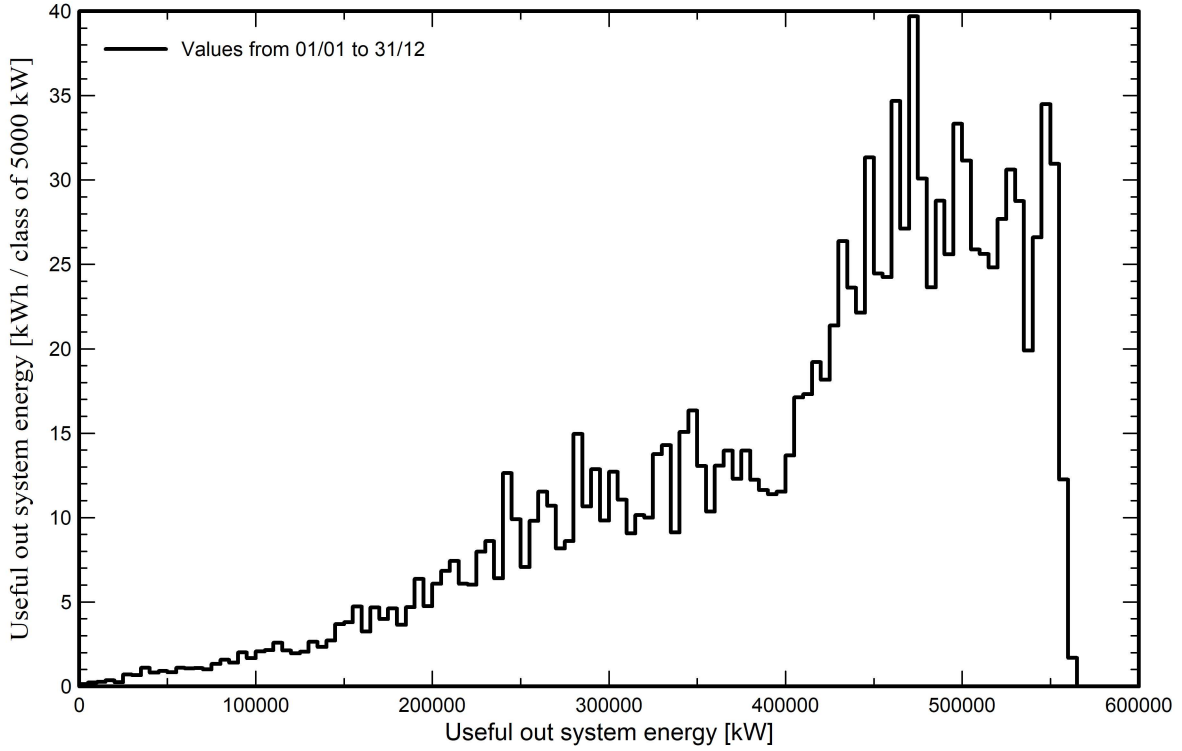


PVsyst V7.4.3

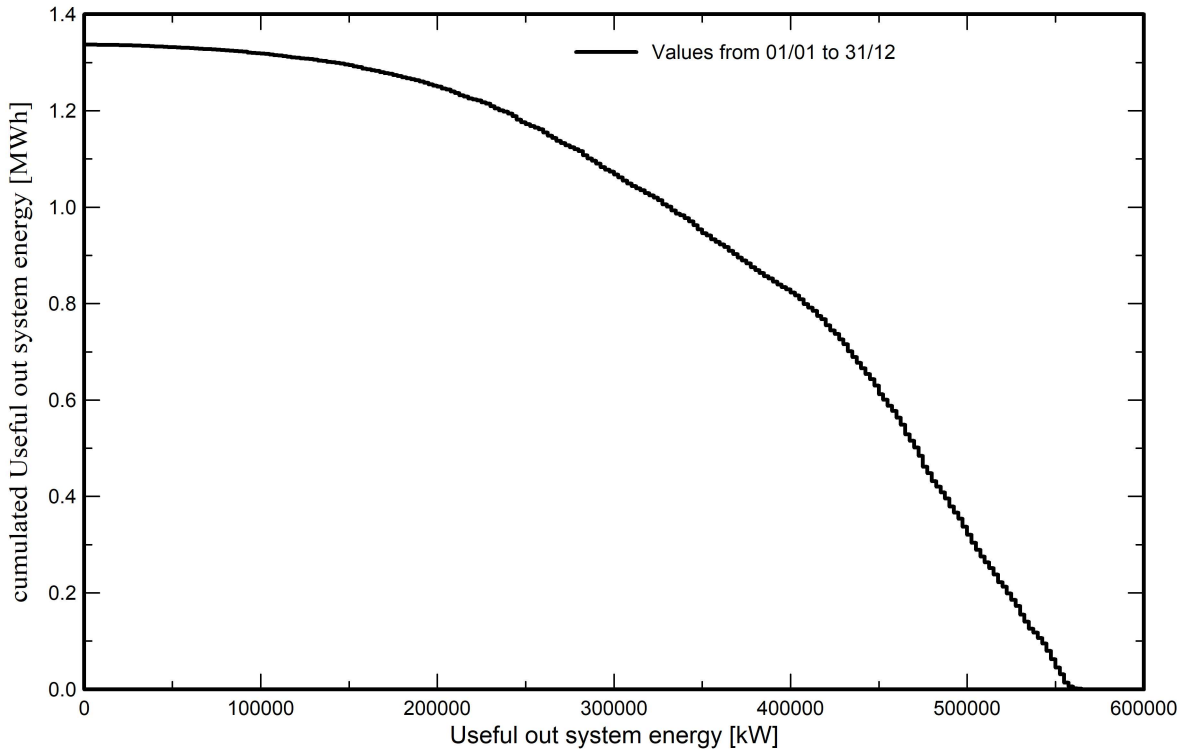
VC0, Simulation date:
28/09/23 10:35
with v7.4.2

Predef. graphs

System Output Power Distribution



System Output Power cumulative distribution



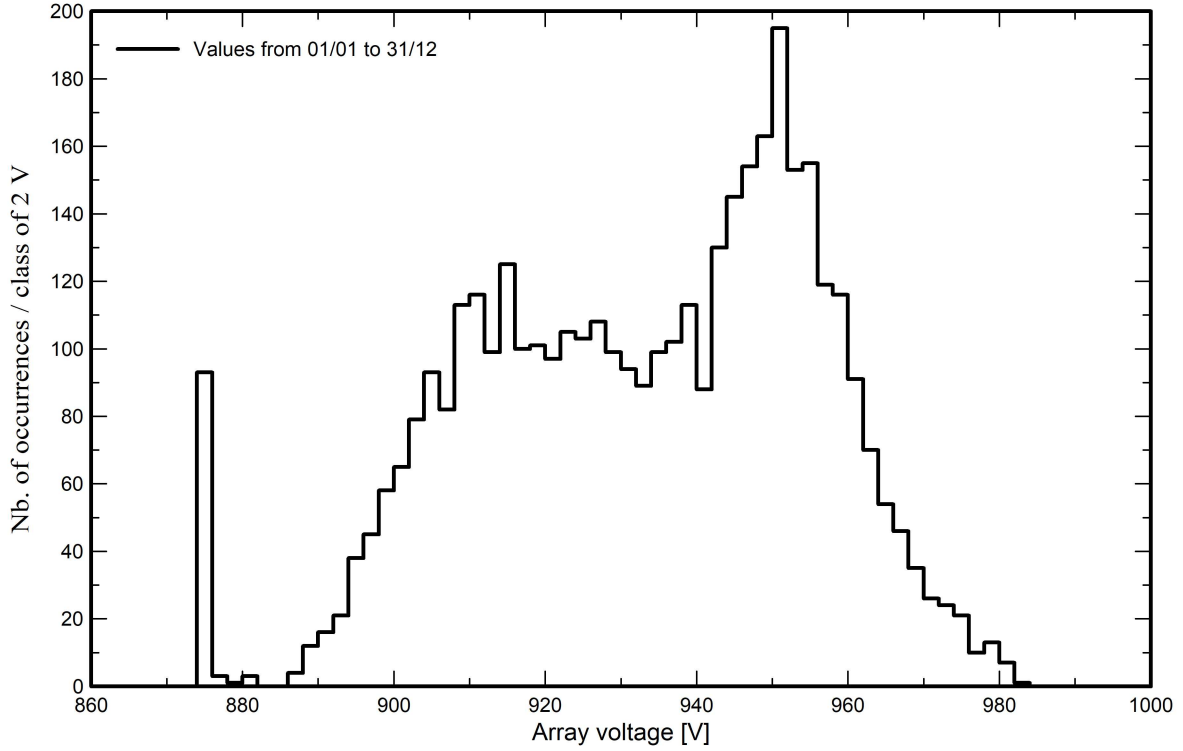


PVsyst V7.4.3

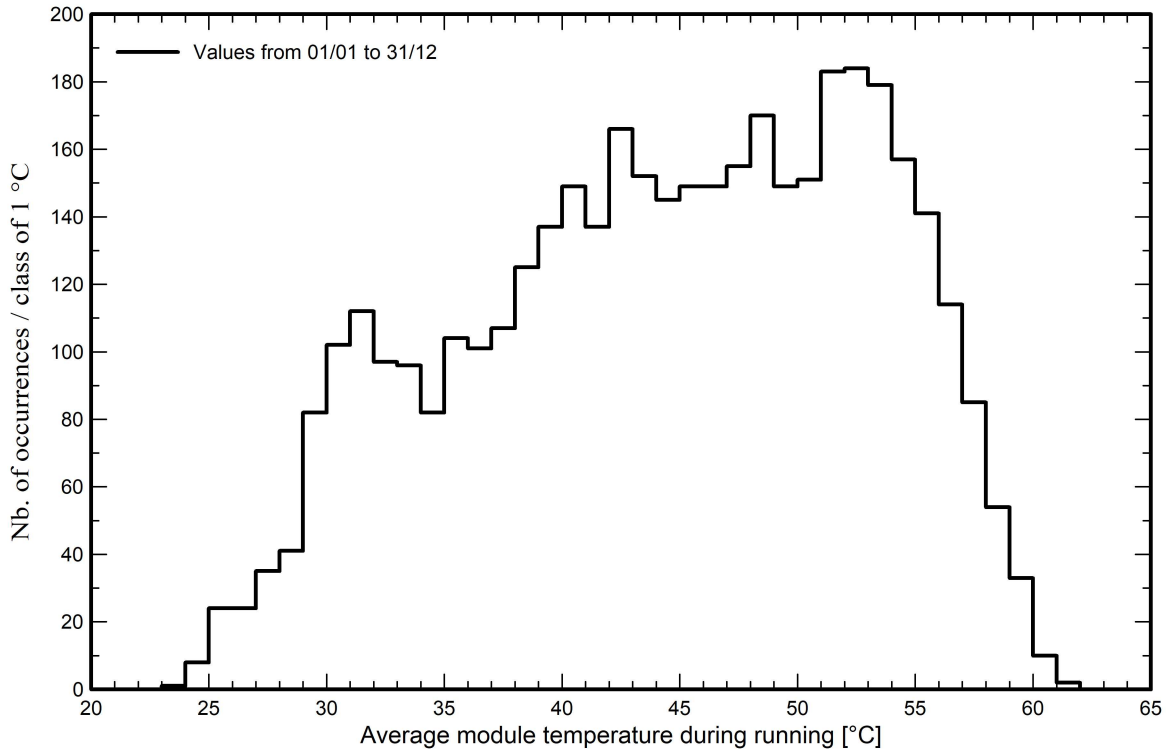
VC0, Simulation date:
28/09/23 10:35
with v7.4.2

Predef. graphs

Array Voltage Distribution



Array Temperature Distribution during running





PVsyst V7.4.3

VC0, Simulation date:
28/09/23 10:35
with v7.4.2

P50 - P90 evaluation

Meteo data

Meteorological source: Source 1 (2009-2017), Sat=100% (Modified by user)
Kind: TMY, multi-year
Year-to-year variability (Variance): 2.5 %

Specified Deviation

Climate change: 0.0 %

Global variability (meteo + system)

Variability (Quadratic sum): 3.1 %

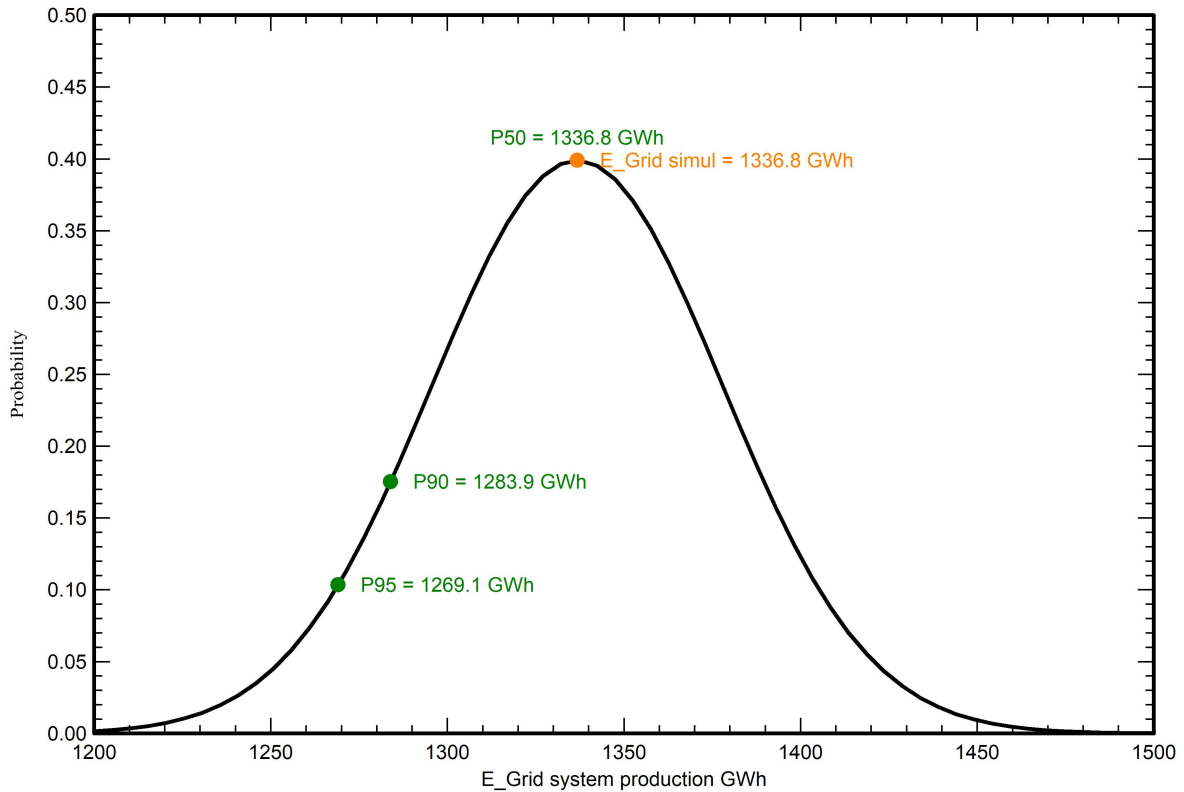
Simulation and parameters uncertainties

PV module modelling/parameters: 1.0 %
Inverter efficiency uncertainty: 0.5 %
Soiling and mismatch uncertainties: 1.0 %
Degradation uncertainty: 1.0 %

Annual production probability

Variability: 41.2 GWh
P50: 1336.8 GWh
P90: 1283.9 GWh
P95: 1269.1 GWh

Probability distribution

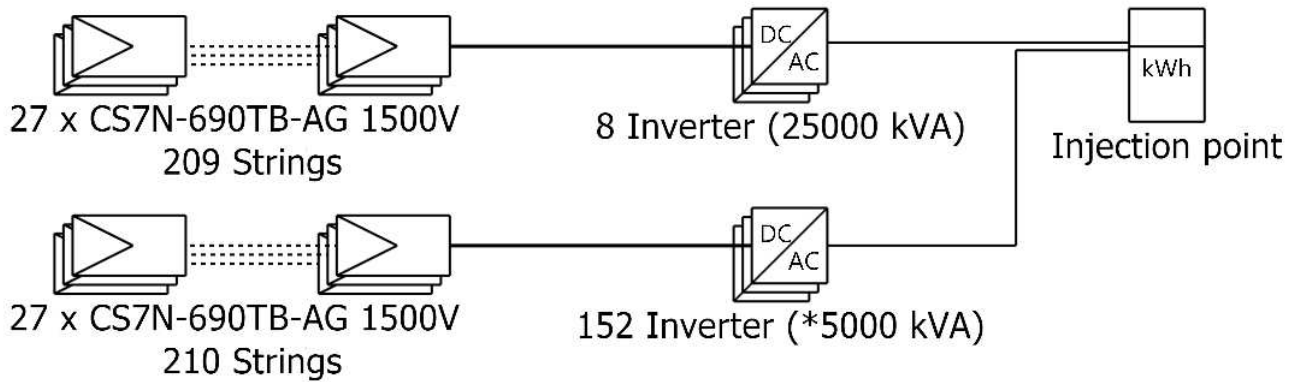




PVsyst V7.4.3

VC0, Simulation date:
28/09/23 10:35
with v7.4.2

Single-line diagram



| | |
|-----------|--------------------------|
| PV module | CS7N-690TB-AG 1500V |
| Inverter | SG3125-HV-20 |
| String | 27 x CS7N-690TB-AG 1500V |

TCC_LUCCA_UMARI_REV01

VC0 : New simulation variant

22/11/23

ANEXO B – DATASHEET MÓDULO CANDIANSOLAR CS7N-690TB-AG

Neste anexo, encontra-se o *datasheet* do módulo fotovoltaico da CanadianSolar utilizado na UFV proposta.



FRONT

BACK

TOPBiHiKu7

BIFACIAL TOPCON

650 W ~ 720 W

CS7N-650 | 655 | 660 | 665 | 670 | 675 | 680 | 685 | 690 | 695 | 700 | 705 | 710 | 715 | 720TB-AG (IEC1000 V)

CS7N-650 | 655 | 660 | 665 | 670 | 675 | 680 | 685 | 690 | 695 | 700 | 705 | 710 | 715 | 720TB-AG (IEC1500 V)

MORE POWER



Module power up to 720 W
Module efficiency up to 23.2 %



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): -0.30%/°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*



Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship*



Linear Power Performance Warranty*

1st 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

PRODUCT CERTIFICATES*

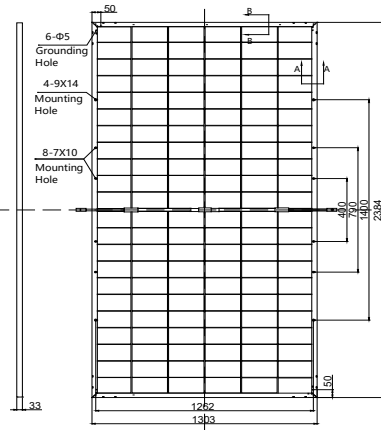
* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates 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 20 years, it has successfully delivered over 70 GW of premium-quality solar modules across the world.

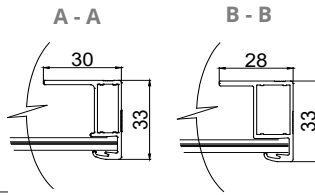
* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

ENGINEERING DRAWING (mm)

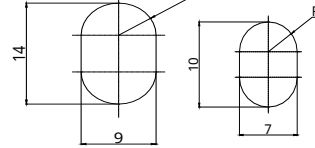
Rear View



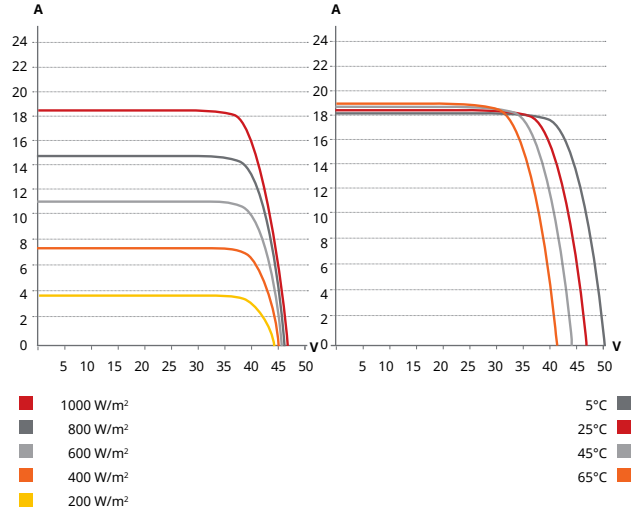
Frame Cross Section



Mounting Hole



CS7N-680TB-AG / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

| | Nominal Max. Power (Pmax) | Opt. Operating Voltage (Vmp) | Opt. Operating Current (Imp) | Open Circuit Voltage (Voc) | Short Circuit Current (Isc) | Module Efficiency |
|------------------------|---------------------------|------------------------------|------------------------------|----------------------------|-----------------------------|-------------------|
| CS7N-650TB-AG | 650 W | 38.0 V | 17.11 A | 45.9 V | 17.99 A | 20.9% |
| Bifacial Gain** | 5% 683 W | 38.0 V | 17.97 A | 45.9 V | 18.89 A | 22.0% |
| | 10% 715 W | 38.0 V | 19.76 A | 45.9 V | 19.79 A | 23.0% |
| | 20% 780 W | 38.0 V | 20.53 A | 45.9 V | 21.59 A | 25.1% |
| CS7N-655TB-AG | 655 W | 38.2 V | 17.15 A | 46.1 V | 18.04 A | 21.1% |
| Bifacial Gain** | 5% 688 W | 38.2 V | 18.01 A | 46.1 V | 18.94 A | 22.1% |
| | 10% 721 W | 38.2 V | 19.81 A | 46.1 V | 19.84 A | 23.2% |
| | 20% 786 W | 38.2 V | 20.58 A | 46.1 V | 21.65 A | 25.3% |
| CS7N-660TB-AG | 660 W | 38.4 V | 17.19 A | 46.3 V | 18.09 A | 21.2% |
| Bifacial Gain** | 5% 693 W | 38.4 V | 18.05 A | 46.3 V | 18.99 A | 22.3% |
| | 10% 726 W | 38.4 V | 19.85 A | 46.3 V | 19.90 A | 23.4% |
| | 20% 792 W | 38.4 V | 20.63 A | 46.3 V | 21.71 A | 25.5% |

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C. Measurement uncertainty: ±3% (Pmax).

** 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 ~ + 5 W |
| Power Bifaciality* | 80 % |

* Power Bifaciality = $P_{max_{rear}} / P_{max_{front}}$, both $P_{max_{rear}}$ and $P_{max_{front}}$ are tested under STC, Bifaciality Tolerance: ± 5 %

ELECTRICAL DATA | NMOT*

| | Nominal Max. Power (Pmax) | Opt. Operating Voltage (Vmp) | Opt. Operating Current (Imp) | Open Circuit Voltage (Voc) | Short Circuit Current (Isc) |
|----------------------|---------------------------|------------------------------|------------------------------|----------------------------|-----------------------------|
| CS7N-650TB-AG | 491 W | 35.9 V | 13.68 A | 43.4 V | 14.51 A |
| CS7N-655TB-AG | 494 W | 36.1 V | 13.72 A | 43.6 V | 14.55 A |
| CS7N-660TB-AG | 498 W | 36.2 V | 13.75 A | 43.8 V | 14.59 A |

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

| Specification | Data |
|------------------------------------|--|
| Cell Type | TOPCon cells |
| Cell Arrangement | 132 [2 x (11 x 6)] |
| Dimensions | 2384 × 1303 × 33 mm (93.9 × 51.3 × 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 ² (IEC), 10 AWG (UL) |
| Cable Length (Including Connector) | 460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length* |
| Connector | T6 (IEC 1500V) or PV-KST4-EVO2/XY, PV-KBT4-EVO2/XY (IEC 1500V) or PV-KST4-EVO2A/xy, PV-KBT4-EVO2A/xy (IEC 1500V) |
| Per Pallet | 33 pieces |
| Per Container (40' HQ) | 561 pieces |

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

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

| Specification | Data |
|--------------------------------------|--------------|
| Temperature Coefficient (Pmax) | -0.30 % / °C |
| Temperature Coefficient (Voc) | -0.26 % / °C |
| Temperature Coefficient (Isc) | 0.05 % / °C |
| Nominal Module Operating Temperature | 41 ± 3°C |

PARTNER SECTION

* 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.

Canadian Solar MSS (Australia) Pty Ltd.

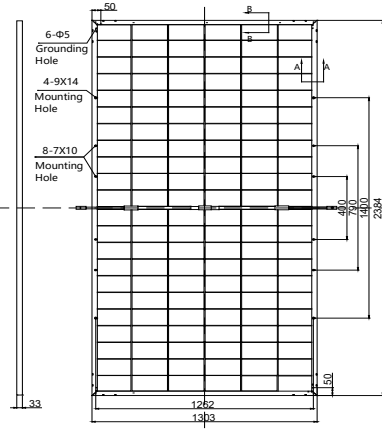
333 Drummond Street, Carlton VIC 3053, Australia, sales.au@csisolar.com, www.csisolar.com/au

October 2022. All rights reserved, PV Module Product Datasheet V1.1C1_AU

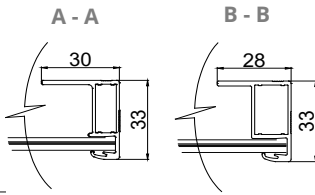
* Manufactured and assembled in China, Thailand and Vietnam.

ENGINEERING DRAWING (mm)

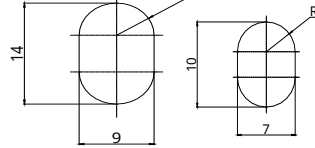
Rear View



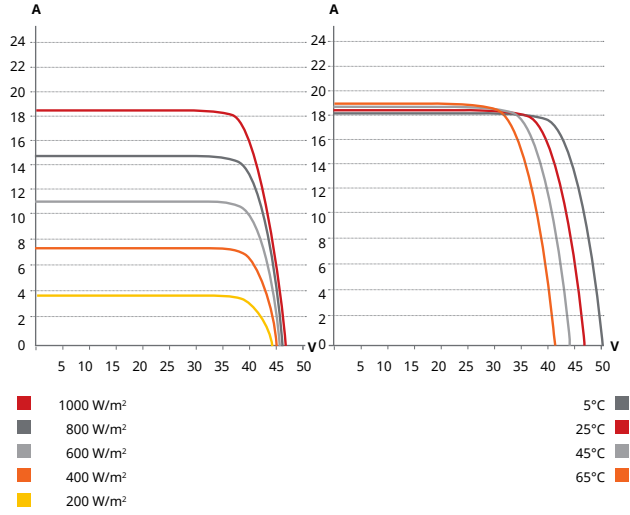
Frame Cross Section



Mounting Hole



CS7N-680TB-AG / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

| | Nominal Max. Power (Pmax) | Opt. Operating Voltage (Vmp) | Opt. Operating Current (Imp) | Open Circuit Voltage (Voc) | Short Circuit Current (Isc) | Module Efficiency |
|------------------------|---------------------------|------------------------------|------------------------------|----------------------------|-----------------------------|-------------------|
| CS7N-665TB-AG | 665 W | 38.6 V | 17.23 A | 46.5 V | 18.14 A | 21.4% |
| Bifacial Gain** | 5% | 698 W | 38.6 V | 18.09 A | 46.5 V | 22.5% |
| | 10% | 732 W | 38.6 V | 18.97 A | 46.5 V | 23.6% |
| | 20% | 798 W | 38.6 V | 20.68 A | 46.5 V | 25.7% |
| CS7N-670TB-AG | 670 W | 38.8 V | 17.27 A | 46.7 V | 18.19 A | 21.6% |
| Bifacial Gain** | 5% | 704 W | 38.8 V | 18.15 A | 46.7 V | 22.7% |
| | 10% | 737 W | 38.8 V | 19.00 A | 46.7 V | 23.7% |
| | 20% | 804 W | 38.8 V | 20.72 A | 46.7 V | 25.9% |
| CS7N-675TB-AG | 675 W | 39.0 V | 17.31 A | 46.9 V | 18.24 A | 21.7% |
| Bifacial Gain** | 5% | 709 W | 39.0 V | 18.19 A | 46.9 V | 22.8% |
| | 10% | 743 W | 39.0 V | 19.04 A | 46.9 V | 23.9% |
| | 20% | 810 W | 39.0 V | 20.77 A | 46.9 V | 26.1% |
| CS7N-680TB-AG | 680 W | 39.2 V | 17.35 A | 47.1 V | 18.29 A | 21.9% |
| Bifacial Gain** | 5% | 714 W | 39.2 V | 18.22 A | 47.1 V | 23.0% |
| | 10% | 748 W | 39.2 V | 19.09 A | 47.1 V | 24.1% |
| | 20% | 816 W | 39.2 V | 20.82 A | 47.1 V | 26.3% |
| CS7N-685TB-AG | 685 W | 39.4 V | 17.39 A | 47.3 V | 18.34 A | 22.1% |
| Bifacial Gain** | 5% | 719 W | 39.4 V | 18.26 A | 47.3 V | 23.1% |
| | 10% | 754 W | 39.4 V | 19.14 A | 47.3 V | 24.3% |
| | 20% | 822 W | 39.4 V | 20.87 A | 47.3 V | 26.5% |
| CS7N-690TB-AG | 690 W | 39.6 V | 17.43 A | 47.5 V | 18.39 A | 22.2% |
| Bifacial Gain** | 5% | 725 W | 39.6 V | 18.31 A | 47.5 V | 23.3% |
| | 10% | 759 W | 39.6 V | 19.17 A | 47.5 V | 24.4% |
| | 20% | 828 W | 39.6 V | 20.92 A | 47.5 V | 26.7% |

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C. Measurement uncertainty: ±3 % (Pmax).
 ** 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 ~ + 5 W |
| Power Bifaciality* | 80 % |

* Power Bifaciality = $P_{max_{rear}} / P_{max_{front}}$, both $P_{max_{rear}}$ and $P_{max_{front}}$ 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.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

| | Nominal Max. Power (Pmax) | Opt. Operating Voltage (Vmp) | Opt. Operating Current (Imp) | Open Circuit Voltage (Voc) | Short Circuit Current (Isc) |
|----------------------|---------------------------|------------------------------|------------------------------|----------------------------|-----------------------------|
| CS7N-665TB-AG | 502 W | 36.4 V | 13.78 A | 44.0 V | 14.63 A |
| CS7N-670TB-AG | 506 W | 36.6 V | 13.81 A | 44.1 V | 14.67 A |
| CS7N-675TB-AG | 510 W | 36.8 V | 13.84 A | 44.3 V | 14.71 A |
| CS7N-680TB-AG | 513 W | 37.0 V | 13.88 A | 44.5 V | 14.75 A |
| CS7N-685TB-AG | 517 W | 37.2 V | 13.91 A | 44.7 V | 14.79 A |
| CS7N-690TB-AG | 521 W | 37.4 V | 13.94 A | 44.9 V | 14.83 A |

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

| Specification | Data |
|------------------------------------|--|
| Cell Type | TOPCon cells |
| Cell Arrangement | 132 [2 x (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 ² (IEC), 10 AWG (UL) |
| Cable Length (Including Connector) | 460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length* |
| Connector | T6 (IEC 1500V) or PV-KST4-EVO2/XY, PV-KBT4-EVO2/XY (IEC 1500V) or PV-KST4-EVO2A/xy, PV-KBT4-EVO2A/xy (IEC 1500V) |
| Per Pallet | 33 pieces |
| Per Container (40' HQ) | 561 pieces |

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

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

| Specification | Data |
|--------------------------------------|--------------|
| Temperature Coefficient (Pmax) | -0.30 % / °C |
| Temperature Coefficient (Voc) | -0.26 % / °C |
| Temperature Coefficient (Isc) | 0.05 % / °C |
| Nominal Module Operating Temperature | 41 ± 3°C |

PARTNER SECTION



ANEXO C – DATASHEET INVERSOR SUNGROW SG3125HV-MV-20

Neste anexo, encontra-se o *datasheet* do inversor central da Sungrow utilizado na UFV proposta.

SG3400/3125/2500HV-MV-20



SG3400/3125/2500HV-MV-20

MV Turnkey Station for 1500 Vdc System - MV Separate Transformer + RMU



HIGH YIELD

- Advanced three-level technology, max. inverter efficiency 99 %

EASY O&M

- Integrated current, voltage and MV parameters monitoring function for online analysis and fast trouble shooting
- Modular design, easy for maintenance
- Convenient external touch screen

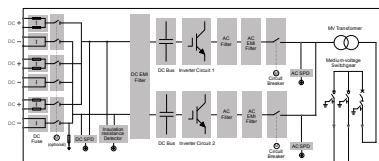
SAVED INVESTMENT

- Low transportation and installation cost due to 20-foot container design
- DC 1500 V system, low system cost
- Integrated MV transformer and switchgear
- Q at night function optional

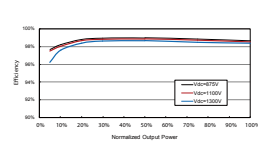
GRID SUPPORT

- Compliance with standards: IEC 61727, IEC 62116
- Low/High voltage ride through (L/HVRT)
- Active & reactive power control and power ramp rate control

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE (SG3400HV-20)



| Type designation | SG3400HV-MV-20 | SG3125HV-MV-20 | SG2500HV-MV-20 |
|---|---|---------------------------------------|--------------------------------------|
| Input (DC) | | | |
| Max. PV input voltage | 1500 V | | |
| Min. PV input voltage / Startup input voltage | 875 V / 915 V | 875 V / 915 V | 800 V / 840 V |
| MPP voltage range for nominal power | 875 – 1300 V | 875 – 1300 V | 800 – 1300 V |
| No. of independent MPP inputs | 1 | | |
| No. of DC inputs | 21 (optional: 24 negative grounding or floating; 28 negative grounding) | | 18 – 24 |
| Max. PV input current | 4178 A | 4178 A | 3508 A |
| Output (AC) | | | |
| AC output power | 3593 kVA@ 25 °C / 3437 kVA@ 45 °C | 3593 kVA@ 25 °C / 3437 kVA@ 45 °C | 2750 kVA@ 45 °C / 2500 kVA@ 50 °C |
| Max. AC output current | 3458 A | 3458 A | 2886 A |
| AC voltage range | 10 – 35 kV | | |
| Nominal grid frequency / Grid frequency range | 50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz | | |
| THD | < 3 % (at nominal power) | | |
| DC current injection | < 0.5 % In | | |
| Power factor at nominal power / Adjustable power factor | > 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging | | |
| Feed-in phases / Connection phases | 3 / 3 | | |
| Efficiency | | | |
| Inverter Max. efficiency | 99.0 % | | |
| Inverter Euro. efficiency | 98.7 % | | |
| Transformer | | | |
| Transformer rated power | 3437 kVA | 3125 kVA | 2500 kVA |
| Transformer max. power | 3593 kVA | 3593 kVA | 2750 kVA |
| LV / MV voltage | 0.6 kV / 10 – 35 kV | 0.6 kV / 10 – 35 kV | 0.55 kV / 10 – 35 kV |
| Transformer vector | Dy11 | | |
| Transformer cooling type | ONAN (Oil Natural Air Natural) | | |
| Oil type | Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request | | |
| Protection and Function | | | |
| DC input protection | Load break switch + fuse | | |
| Inverter output protection | Circuit breaker | | |
| AC MV output protection | Circuit breaker | | |
| Overvoltage protection | DC Type I + II / A C Type II | | |
| Grid monitoring / Ground fault monitoring | Yes / Yes | | |
| Insulation monitoring | Yes | | |
| Overheat protection | Yes | | |
| Q at night function | Optional | | |
| General Data | | | |
| Dimensions (W*H*D) | 6058 * 2896 * 2438 mm | | |
| Weight | 17T | 17 T | 18T |
| Degree of protection | IP54 (Inverter: IP55) | IP54 (Inverter: IP55) | IP54 |
| Auxiliary power supply | 415 V, 15 kVA (Optional: max. 40 kVA) | 415 V, 15 kVA (Optional: max. 40 kVA) | 415 V, 5 kVA (Optional: max. 40 kVA) |
| Operating ambient temperature range | -35 to 60 °C (> 45 °C derating) | -35 to 60 °C (> 50 °C derating) | -35 to 60 °C (> 50 °C derating) |
| Allowable relative humidity range (non-condensing) | 0 – 95 % | | |
| Cooling method | Temperature controlled forced air cooling | | |
| Max. operating altitude | 1000 m (standard) / > 1000 m (optional) | | |
| Display | Touch screen | | |
| Communication | Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber | | |
| Compliance | CE, IEC 62109, IEC 62116, IEC 61727 | | |
| Grid support | Q at night function (optional), L / HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control | | |

ANEXO D – USINA SOLAR FOTOVOLTAICA FICTÍCIA DE UMARI

Neste anexo, encontra-se o desenho gerado a partir do *software* AutoCAD para determinação área do terreno da usina.

