



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS

Departamento de Engenharia Nuclear

Programa de Pós-Graduação em Ciências e Técnicas Nucleares

Francisco Edvan Bezerra Feitosa

**AVALIAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA DE UMA USINA TEÓRICA DE
HIDROGÊNIO VERDE FOTOVOLTAICA DE 1,0 MW_e CONSIDERANDO O
POTENCIAL SOLAR BRASILEIRO**

Belo Horizonte

2024

Francisco Edvan Bezerra Feitosa

**AVALIAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA DE UMA USINA TEÓRICA DE
HIDROGÊNIO VERDE FOTOVOLTAICA DE 1,0 MW_e CONSIDERANDO O
POTENCIAL SOLAR BRASILEIRO**

Tese apresentada ao Programa de Pós-graduação em Ciências e Técnicas Nucleares da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito parcial para obtenção do título de Doutor em Ciências e Técnicas Nucleares.

Área de concentração: Engenharia Nuclear e da Energia.

Orientadora: Dra. Antonella Lombardi Costa.

Belo Horizonte

2024

F311a	<p>Feitosa, Francisco Edvan Bezerra.</p> <p>Avaliação técnica e econômica de uma usina teórica de hidrogênio verde fotovoltaica de 1,0 MWe considerando o potencial solar brasileiro [recurso eletrônico] / Francisco Edvan Bezerra Feitosa. - 2024.</p> <p>1 recurso online (207 f.: il., color.) : pdf.</p> <p>Orientadora: Antonella Lombardi Costa.</p> <p>Tese (doutorado) - Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.</p> <p>Bibliografia: f. 197-207.</p> <p>Exigências do sistema: Adobe Acrobat Reader.</p> <p>1. Engenharia nuclear - Teses. 2. Energia - Fontes alternativas - Teses. 3. Hidrogênio - Teses. 4. Sustentabilidade - Teses. 5. Eletrólise - Teses 6. Geração de energia fotovoltaica - Teses. I. Costa, Antonella Lombardi. II. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. IV. Título.</p> <p style="text-align: right;">CDU:</p> <p>621.039(043)</p>
-------	---



FOLHA DE APROVAÇÃO

AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DE UMA USINA TEÓRICA DE HIDROGÊNIO VERDE FOTOVOLTAICO DE 1,0 MWE CONSIDERANDO O POTENCIAL SOLAR BRASILEIRO

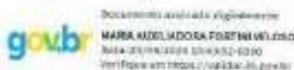
FRANCISCO EDVAN BEZERRA FEITOSA

Tese submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em CIÊNCIAS E TÉCNICAS NUCLEARES, como requisito para obtenção do grau de Doutor em CIÊNCIAS E TÉCNICAS NUCLEARES, área de concentração ENGENHARIA NUCLEAR E DA ENERGIA.

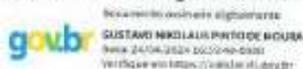
Aprovada em 18 de abril de 2024, pela banca constituída pelos membros:



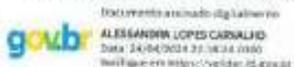
Prof.^a Antonella Lombardi Costa – Orientadora
Departamento de Engenharia Nuclear - UFMG



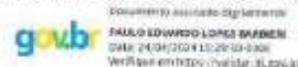
Prof.^a Maria Auxiliadora Fortini Veloso
Departamento de Engenharia Nuclear - UFMG



Prof. Gustavo Nikolaus Pinto de Moura
Universidade Federal de Ouro Preto



Prof.^a Alessandra Lopes Carvalho
Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais



Prof. Paulo Eduardo Lopes Barbieri
Centro Federal de Educação Tecnológica - MG

Belo Horizonte, 18 de abril de 2024.

Dedico este trabalho aos meus filhos Bárbara e Gustavo e ao meu neto João Pedro.

AGRADECIMENTOS

Este trabalho só foi possível graças a ajuda de diversas pessoas às quais eu faço aqui os meus mais sinceros agradecimentos:

A Deus, por tudo!

A Manoel Bezerra e Perpétua Feitosa pela fé, ensinamentos e incentivos em todos os momentos da minha vida.

A minha família pelo incentivo, apoio e compreensão durante o desenvolvimento deste trabalho.

A minha orientadora, Professora Dra. Antonella Lombardi Costa, que me mostrou os caminhos a serem seguidos desde os meus primeiros passos na UFMG, e me orientou durante os seis anos e meio de estudo do tema energia, com muita paciência.

Aos membros da banca, Prof^a Alessandra Lopes Carvalho, Prof. Gustavo Nikolaus Pinto de Moura, Prof(a). Maria Auxiliadora Fortini Veloso, Prof. Paulo Eduardo Lopes Barbieri, pelas preciosas contribuições dadas para melhoria da qualidade final deste trabalho.

A todos os professores do DEN/UFMG que me ajudaram na construção do precioso conhecimento adquirido nesses seis anos e meio de estudo, que possibilitou do desenvolvimento deste trabalho.

A todos os servidores do DEN/UFMG pelo apoio e suporte.

A todos os colegas e amigos DEN/UFMG, que ajudaram de forma direta e indireta.

A Universidade Federal de Minas Gerais pela oportunidade.

As agências brasileiras de financiamento da pesquisa: FAPEMIG, CAPES e CNPQ pelo apoio.

“Que os nossos esforços desafiem as impossibilidades. Lembrai-vos que as grandes proezas da história foram conquistadas do que parecia impossível”.

Charles Chaplin.

“A natureza pode suprir todas as necessidades do homem, menos a sua ganância.”
Mahatma Gandhi

RESUMO

A energia é essencial para a sobrevivência e qualidade de vida das populações e para o desenvolvimento econômico e social das nações. Porém, nos últimos anos, a preocupação com o uso de recursos energéticos tem se tornado um dos problemas mais importantes e de interesse coletivo da maioria das nações do mundo, pelos seguintes motivos: aumento contínuo da população mundial; demanda mundial por energia crescente; problemas ambientais associados às emissões de CO₂ pelo uso de combustíveis fósseis como principal fonte de energia; as respostas políticas de algumas nações estão acelerando o surgimento de uma economia global baseada em energia limpa; a necessidade de um novo paradigma capaz de manter a segurança, a confiabilidade e a acessibilidade energética global, e reduzir as emissões, simultaneamente. Então, isso mostra que a necessidade de se identificar e desenvolver combustíveis alternativos limpos e sustentáveis está tornando-se cada vez mais urgente. Dentre as alternativas existentes, destaca-se o hidrogênio verde, que está sendo visto como o vetor energético do futuro, que poderá substituir os combustíveis fósseis. O hidrogênio verde está emergindo como uma opção de combustível de baixo carbono para os setores de transportes, industriais e de geração elétrica, já que poderia descarbonizar esses três grandes setores da economia mundial. Isso se explica pelo fato de que o hidrogênio tem teor energético por unidade de peso maior do que todos os combustíveis fósseis, pode ser produzido somente com água e energias renováveis, e quando utilizado como combustível produz somente energia e água. Embora o consumo de hidrogênio como combustível ainda não seja generalizado, é crescente o interesse em seu uso como a fonte de energia, na denominada economia do hidrogênio. Neste contexto, este trabalho teve como objetivo, simular e avaliar o potencial de produção de uma usina de hidrogênio *off-grid* de 1,0 MWe alimentada com energia fotovoltaica ao longo da maior rodovia brasileira, com 4.660 km de extensão, conectando as Regiões Nordeste, Sudeste e Sul do Brasil. Ao final, este trabalho apresentou: os *Rankings* do potencial da produção de energia e da produção de hidrogênio de 23 três cidades ao longo da BR-116; os custos LCOE – Custo Nivelado da Energia e LCOH – Custo Nivelado do Hidrogênio obtidos para cada uma das 23 cidades avaliadas, usando como premissas econômicas e financeiras, as recomendações da Agência Internacional de Energia para o Grupo dos Vinte (G20). Ao final, o trabalho apresentou dez conclusões e fechou afirmando que a Região Nordeste tem forte vocação para a produção de energia fotovoltaica e hidrogênio fotovoltaico, com produção média de 1.742.078 kWh/ano/MW, 27.392 kg de hidrogênio/ano/MW de potência, com custo LCOH médio de 4,20 US\$/kg.

Palavras-chaves: hidrogênio; eletrólise; combustível verde; hidrogênio fotovoltaico, homer pro

ABSTRACT

Energy is essential for the survival and quality of life of populations and for the economic and social development of nations. However, in recent years, concern about the use of energy resources has become one of the most important problems of collective interest to most nations in the world, for the following reasons: continuous increase in the world population; growing global demand for energy; environmental problems associated with CO₂ emissions due to the use of fossil fuels as the main source of energy; the policy responses of some nations are accelerating the emergence of a global economy based on clean energy; the need for a new paradigm capable of maintaining global energy security, reliability and accessibility, and reducing emissions, simultaneously. So, this shows that the need to identify and develop clean and sustainable alternative fuels is becoming increasingly urgent. Among the existing alternatives, green hydrogen stands out, which is being seen as the energy vector of the future, which could replace fossil fuels. The green hydrogen is emerging as a low-carbon fuel option for the transportation, industrial and electrical generation sectors, as it could decarbonize these three large sectors of the world economy. This is explained by the fact that hydrogen has a higher energy content per unit of weight than all fossil fuels, it can be produced only with water and renewable energy, and when used as a fuel it produces only energy and water. Although the consumption of hydrogen as a fuel is not yet widespread, there is growing interest in its use as a potential source of energy, in the so-called hydrogen economy. In this context, this work aimed to simulate and evaluate the production potential of a 1.0 MW_e *off-grid* hydrogen plant powered by photovoltaic energy along the largest Brazilian highway, 4,660 km long, connecting the Northeast Regions, Southeast and South of Brazil. In the end, this work presented: Rankings of the energy production and hydrogen production potential of 23 cities along BR-116; the LCOE – Levelled Cost of Energy and LCOH – Levelled Cost of Hydrogen costs obtained for each of the 23 cities evaluated, using as economic and financial premises, the recommendations of the International Energy Agency for the Group of Twenty (G20). In the end, the work presented ten conclusions and closed by stating that the Northeast Region has a strong vocation for the production of energy and photovoltaic hydrogen, with production of 1,742,078 kWh/year/MW and 27,392 kg of hydrogen/year/MW of installed power, with an average LCOH cost of 4.20 US\$/kg.

Keywords: hydrogen; electrolysis; green fuel; photovoltaic hydrogen; homer pro

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Custo do hidrogênio com eletricidade a 40 US\$/MWh	25
Figura 2 - Custo do hidrogênio com CAPEX de 450 US\$/kWe	26
Figura 3 - O objeto de estudo	28
Figura 4 - Traçado da Rodovia BR-116	33
Figura 5 - Localização das cidades no mapa de irradiação global horizontal do Brasil	34
Figura 6 - Demanda de combustíveis fósseis de 1990 - 2050	40
Figura 7 - As fontes de energia utilizadas no mundo	40
Figura 8 - Participação das fontes de energia no setor de transportes	43
Figura 9 - Integração das fontes de energia da economia do hidrogênio	46
Figura 10 - Estações de reabastecimento de hidrogênio no final de 2020	56
Figura 11 - Eletrolisadores	60
Figura 12 - Representação de uma célula eletrolítica	66
Figura 13 - Circuito elétrico equivalente de uma célula eletrolítica	71
Figura 14 - Associação de células eletrolíticas	72
Figura 15 - Tensão versus eficiência e taxa de produção de hidrogênio	74
Figura 16 - Arranjos de usinas de eletrólise	76
Figura 17 - Espectro da energia irradiada pelo sol	79
Figura 18- Interações da irradiação solar na atmosfera	79
Figura 19 - Espectro eletromagnético da radiação solar	80
Figura 20 - Componentes da irradiação solar	81
Figura 21 - Efeito fotovoltaico	83
Figura 22- Célula de fotovoltaica de silício	87
Figura 23 - Circuito elétrico de uma célula fotovoltaica	89
Figura 24 - Curva de corrente e potência em função da tensão em uma célula de silício	91
Figura 25 - Influência da variação da irradiância solar na curva característica I-V	92
Figura 26 - Influência da temperatura da célula fotovoltaica na curva I-V	93
Figura 27 - Curva característica de um módulo fotovoltaico	97
Figura 28 - Fator de forma	99
Figura 29 - Efeito da irradiação solar	100
Figura 30 - Efeito da temperatura sobre o módulo fotovoltaico	100
Figura 31 - Top 20 fabricantes de módulos do mundo	102
Figura 32 - Efeito da associação de módulos fotovoltaicos	108

Figura 33 - Crescimento do uso de energia fotovoltaica	110
Figura 34 - Relação conceitual entre simulação, otimização e análise de sensibilidade	123
Figura 35- Componentes do HOMER PRO	126
Figura 36 - Fases e atividades do trabalho	128
Figura 37 - Esquemático da usina no HOMER PRO	129
Figura 38 - Parametrização da carga de hidrogênio	135
Figura 39 - Irradiação solar global ao longo do ano em Betim - MG	140
Figura 40 - Média Mensal da irradiância global horizontal em Betim - MG	141
Figura 41 - Temperatura em Betim - MG.	141
Figura 42 - Irradiância solar global em Fortaleza no Ceará	142
Figura 43 - Irradiância solar global em Jaguarão no Rio Grande do Sul	143
Figura 44 - Irradiância Global Horizontal em Fortaleza - CE	143
Figura 45 - Irradiância Global Horizontal em Jaguarão - RS	144
Figura 46 - Irradiância Solar Global Média Mensal em Fortaleza - CE	145
Figura 47 - Irradiância Solar Global Média Mensal em Jaguarão	145
Figura 48 - Histograma da irradiação global de Fortaleza - CE	146
Figura 49 - Histograma da irradiação global de Jaguarão	147
Figura 50 - Perfil diário da Irradiação Solar Global de Fortaleza - CE	148
Figura 51 - Perfil diário da Irradiação Solar Global de Jaguarão - RS	148
Figura 52 - Temperatura média mensal de Fortaleza - CE	149
Figura 53 - Temperatura média mensal em Jaguarão - RS	149
Figura 54 - Irradiância global horizontal na Região Nordeste	150
Figura 55 - Irradiância Global Horizontal na cidades da Região Sudeste	152
Figura 56 - Irradiância Global Horizontal na cidades da Região Sul	153
Figura 57 - Alternativa mais viável	156
Figura 58 - LCOH versus Custo Unitário das Baterias	159
Figura 59 - Impacto da quantidade de baterias no LCOH	160
Figura 60 - Ranking da geração de energia na Região Nordeste	162
Figura 61 - Ranking da produção de hidrogênio na Região Nordeste	164
Figura 62 - LCOE e LCOH na Região Nordeste	165
Figura 63 - Ranking da produção de energia da Região Sudeste.	168
Figura 64 - Ranking da produção de hidrogênio da Região Sudeste.	170
Figura 65 - LCOE e LCOH na Região Sudeste, em US\$/MWh e US\$/kgH ₂	171
Figura 66 - Ranking da geração de energia na Região Sul	173

Figura 67 - Ranking da produção de hidrogênio na Região Sul	174
Figura 68 - LCOE e LCOH na Região Sul	176
Figura 69 - Ranking de produção de energia ao longo da BR-116	177
Figura 70 - Ranking da Produção de Hidrogênio ao longo da BR-116	178
Figura 71 - LCOE e LCOH ao longo da BR-116	179
Figura 72 - Regressão linear da produção de hidrogênio x Irradiância Global Horizontal	180
Figura 73 - Curva do LCOE x LCOH	181
Figura 74 - LCOH x Horas de produção de hidrogênio	182
Figura 75 - Custo Nivelado do Hidrogênio x Taxa de desconto	183

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Poder calorífico de alguns combustíveis	45
Tabela 2 - Performance dos processos de produção de hidrogênio	52
Tabela 3 - Estado da arte dos eletrolisadores alcalinos	61
Tabela 4 - Estado da arte dos eletrolisadores PEM	62
Tabela 5 - Especificação eletrolisadores NEL	64
Tabela 6 - Especificação eletrolisadores LONGi	65
Tabela 7 - Energia de ionização de alguns elementos	86
Tabela 8 - Eficiência da células fotovoltaicas	94
Tabela 9 - Especificação de módulos fotovoltaicos JINKO SOLAR	103
Tabela 10 - Especificação de módulos fotovoltaicos LONGi Solar	104
Tabela 11- Especificação de módulos fotovoltaicos TRINA SOLAR	105
Tabela 12 - Especificação de módulos fotovoltaicos JA SOLAR	106
Tabela 13 - Dados do módulo LR6-72HV-350M da LONGi Solar	116
Tabela 14 - Especificação da bateria genérica	118
Tabela 15 - Parâmetros econômicos	130
Tabela 16 - Restrições de projeto	130
Tabela 17 - Premissas técnicas	131
Tabela 18 - Localidades das simulações	137
Tabela 19 - Variáveis sensíveis	138
Tabela 20 - Frequências das irradiâncias	146
Tabela 21- Irradiância Global Horizontal nas cidades da Região Nordeste	150
Tabela 22- Irradiância Global Horizontal na cidades da Região Sudeste	150
Tabela 23- Irradiância Global Horizontal na cidades da Região Sul	153
Tabela 24 - Temperatura nas cidades da Região Nordeste	154
Tabela 25 - Temperatura nas cidades da Região Sudeste	154
Tabela 26 - Temperatura nas cidades da Região Sul	155
Tabela 27 - Resultados das alternativas viáveis	157
Tabela 28 - Performance da usina otimizada em Betim – MG	158
Tabela 29 - Performance estimada do sistema fotovoltaico na Região Nordeste.	161
Tabela 30 - Desempenho estimado do eletrolisador na Região Nordeste	163
Tabela 31 - Resultados econômicos na Região Nordeste.	164
Tabela 32 - Performance estimada do sistema fotovoltaico na Região Sudeste.	166

Tabela 33 - Desempenho estimado do eletrolisador	169
Tabela 34 - Resultados econômicos estimados para a Região Sudeste.	170
Tabela 35 - Desempenho estimado do sistema fotovoltaico na Região Sul	172
Tabela 36 - Desempenho estimado do eletrolisador na Região Sul	174
Tabela 37 - Resultados econômicos estimados para a Região Sul	175

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AC	Corrente Alternada
AEC	Eletrolisador Alcalino
AEM	Eletrolisador de membrana de troca de ânions
BEN	Balanco Energético Nacional
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BR-116	Rodovia Federal Brasileira, conecta Fortaleza - CE e Jaguarão - RS
CAPEX	Despesas de Capital, do inglês Capital Expenditure
CEC	Comissão de Energia da Califórnia
CCS	Sistema de Captura de Carbono
CSP	Concentrador de Energia Solar
COELCE	Companhia de Eletricidade do Ceará
DC	Corrente Contínua
DOE	Departamento de energia dos Estados Unidos da América
DNI	Irradiação Direta Normal
ER	Energia Renovável
FCEV	Célula Combustível para Veículos Elétricos
FINEM	Financiamento de Empreendimentos
G	Irradiação Global Horizontal
Gdif	Irradiação difusa horizontal
Gdir	Irradiação direta horizontal
GHI	Global Horizontal Irradiance
Gi	Irradiação no plano inclinado
Gn	Irradiação direta normal
G0	Irradiação extraterrestre
G20	Grupo dos vinte
HOMER PRO	Software de Otimização de Múltiplas Fontes de Energia Híbridas
IEA	Agência Internacional de Energia
IGH	Irradiação Global Horizontal
IPCC	Painel Intergovernamental de Mudanças de Clima
GTOA	Irradiação no Topo da Atmosfera
LCOE	Custo Nivelado da Energia
LCOH	Custo Nivelado do Hidrogênio

NASA	National Aeronautics and Space Administration ou Agencia Espacial Americana
NOCT	Temperatura Nominal de Operação de Célula Fotovoltaica
NRC	Conselho Nacional de Pesquisa dos Estados Unidos da América
NREL	Laboratório Nacional de Energia Renovável dos Estados Unidos da América
O&M	Operação e Manutenção
PCI	Poder Calorífico Inferior
PCS	Poder Calorífico Superior
PEM	Eletrolisador de membrana de troca de prótons
PV	Fotovoltaico
REGAP	Refinaria de Petróleo Gabriel Passos
SMR	Reforma a Vapor do Metano
SOEC	Eletrolisador de óxido sólido
STC	Condição normal de testes
TJLP	Taxa de Juros de Longo Prazo
VPL	Valor Presente Líquido

LISTA DE SIMBOLOS

A	Área
C_{ann}	Custo anualizado
$C_{ann,tot}$	Custo anualizado total
C_n	Capacidade Nominal
C_E	Consumo específico de energia elétrica
E_{served}	Energia servida
F	Constante de Faraday
G	Energia Livre de Gibbs
H	Entalpia
i	Taxa de desconto
I	Corrente elétrica
I_{cell}	Corrente elétrica na célula eletrolítica
I_{MP}	Corrente elétrica de máxima potência
K	Kelvin
N_c	Número de células
n_{H_2}	Taxa de produção de Hidrogênio
m_{H_2}	Massa de Hidrogênio
P_{op}	Pressão de operação
Q_{rev}	Calor reversível
η	Rendimento energético
η_{elet}	Rendimento do eletrolisador
η_F	Rendimento Faraday
η_{rev}	Rendimento reversível
η_v	Rendimento de tensão
P_{MAK}	Potência Máxima
P_{PV}	Potência de painel fotovoltaico
Q	Carga elétrica
Q_{entra}	Energia química do combustível
Q_{sai}	Energia cedida à vizinhança
r	Resistência ôhmica da célula eletrolítica
R_{proj}	Vida útil de projeto
s	Sobretensão nos eletrodos
T	Temperatura absoluta
t	Coefficiente empírico relacionado à presença de bolhas
V	Tensão
V_{act}	Tensão de ativação
V_{cell}	Tensão na célula eletrolítica na condição de operação
V_{Elet}	Tensão no eletrolisador
V_{com}	Queda de tensão devido ao transporte de massa
V_{MP}	Tensão máxima potência

V_{ohm}	Queda de tensão devido à resistência ôhmica do eletrólito
V_{rev}	Tensão reversível
V_{th}	Tensão termo neutra
V_{OC}	Tensão de circuito aberto
V_{SC}	Tensão de curto circuito
W_e	Potência elétrica
z	Número de elétrons
θ_z	Ângulo zenital
ΔG	Energia Livre de Gibbs
ΔH	Varição de entalpia
ΔS	Varição de entropia

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	21
1.1	Justificativa	29
1.2	Os objetivos e o escopo da pesquisa	32
1.3	Objetivo Geral.....	35
1.4	Objetivos Específicos.....	35
1.5	As questões da pesquisa.....	35
1.6	Contribuições desta tese.....	36
1.7	Organização desta tese	36
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	37
2.1	O hidrogênio como vetor energético.....	37
2.2	O hidrogênio	44
2.3	Os métodos e as tecnologias de produção de hidrogênio.....	45
2.4	Usos do hidrogênio como vetor energético.....	53
2.5	Armazenamento, distribuição e transporte de hidrogênio.....	56
2.6	Distribuição e transporte de hidrogênio	58
2.7	Eletrolisadores.....	59
2.8	A eletrólise alcalina.....	65
2.9	A geração de energia fotovoltaica.....	77
2.10	Geração de energia fotovoltaica.....	82
2.11	Configuração da usina de eletrólise fotovoltaica	113
3	MATERIAL E MÉTODO	122
3.1	A ferramenta de trabalho.....	122
3.2	Modelagem matemática	132
3.3	Material da pesquisa.....	138

4	RESULTADOS E ANÁLISES	156
4.1	Resultado da otimização da usina em Betim - MG.....	156
4.2	Resultados das simulações da usina na Região Nordeste	160
4.3	Resultados das simulações da usina na Região Sudeste	165
4.4	Resultados das simulações da usina na Região Sul	171
4.5	Análise dos resultados das simulações.....	176
5	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES FINAIS.....	184
5.1	Sugestões de trabalhos futuros.....	187
5.2	Publicações decorrentes do trabalho	188

1 INTRODUÇÃO

A energia é essencial para a sobrevivência e qualidade de vida das populações e para o desenvolvimento econômico e social das nações. Porém, nos últimos anos, a preocupação com o uso de recursos energéticos tem se tornado um dos problemas mais importantes e de interesse coletivo da maioria das nações do mundo, pelos seguintes motivos:

- Aumento contínuo da população mundial;
- Demanda mundial por energia crescente;
- Problemas ambientais associados às emissões de CO₂ pelo uso de combustíveis fósseis como principal fonte de energia;
- As respostas políticas de algumas nações estão acelerando o surgimento de uma economia global baseada em energia limpa;
- A necessidade de um novo paradigma capaz de manter a segurança, a confiabilidade e a acessibilidade energética global, e reduzir as emissões, simultaneamente.

Em 15 de novembro de 2022, a população mundial atingiu 8 bilhões de pessoas, um novo marco no crescimento populacional global. As projeções indicam que a população continuará crescendo: até 2030 será de 8,5 bilhões, em 2037 chegará a 9 bilhões, em 2050 atingirá 9,7 bilhões e em 2100 ultrapassará o marco de 10 bilhões de pessoas em todo o mundo [1].

O consumo global de energia é crescente desde o início da revolução industrial no século XVIII. Em paralelo, a participação dos combustíveis fósseis na matriz energética mundial tem sido elevada, crescendo em torno de 80% por década. Estima-se que a participação dos combustíveis fósseis deve cair nas próximas décadas, em função das preocupações com aquecimento global do planeta. Porém, a participação dos combustíveis fósseis na matriz energética mundial ainda será alta, caindo para 75% no ano de 2030, e para cerca de 60% por volta do ano 2050 [2].

Neste período em que o consumo de combustíveis cresceu, as emissões globais de CO₂ equivalentes também foram crescentes, tendo alcançado, em 2015, a cifra de 37 bilhões de toneladas de CO₂ equivalentes por ano. As emissões nos níveis alcançados em 2015, estão associadas a um aumento de cerca de 2,5°C na média global da temperatura até 2100. Com a queda prevista da participação dos combustíveis fósseis na matriz energética mundial, estima-se que as emissões devem reduzir para 32 bilhões de toneladas equivalentes de CO₂ por ano a partir do ano de 2050. No entanto, estudos indicam que essa redução prevista nas emissões está

longe de ser suficiente para evitar impactos severos na mudança climática [3]. Então, isso mostra que a necessidade de se identificar e desenvolver combustíveis alternativos limpos e sustentáveis está tornando-se cada vez mais urgente. Dentre as alternativas existentes, destaca-se o hidrogênio verde, que está sendo visto como um dos vetores energéticos do futuro, que poderá substituir os combustíveis fósseis [4].

O hidrogênio verde está emergindo como uma opção de combustível de baixo carbono para os setores de transportes, industriais e de geração elétrica, já que poderia descarbonizar esses três grandes setores da economia mundial. Isso se explica pelo fato de que o hidrogênio tem teor energético por unidade de peso maior do que todos os combustíveis fósseis. Além disso, pode ser produzido somente com água e energias renováveis, e quando utilizado como combustível produz somente energia e água. Embora o consumo de hidrogênio como combustível ainda não seja generalizado, é crescente o interesse em seu uso como a fonte potencial de energia, na denominada economia do hidrogênio [4].

De fato, seu uso está projetado para aumentar significativamente em muitos países até o ano de 2050, principalmente, em resposta política aos problemas relacionados com a mudança climática do planeta Terra. Muitos países estão acelerando o surgimento de uma economia global de energia limpa, à medida que fazem a transição da economia baseada em petróleo para uma economia de baixo carbono, baseada em fontes de energias renováveis e no hidrogênio.

Nesse sentido, a pedido do Grupo dos Vinte (G20), a Agência Internacional de Energia (IEA) produziu um relatório, no qual analisa o estado atual do hidrogênio como vetor energético e apresenta projeções e orientações sobre seu futuro desenvolvimento. Este relatório mostrou que, atualmente a produção de hidrogênio atinge uma eficiência de 69%, nunca antes obtida, como resultado de impulsos político e empresarial, com quantidades de políticas e de projetos crescendo rapidamente em todo o mundo. Entre o Grupo dos Vinte (G20) e a União Europeia, onze países já têm políticas do hidrogênio em vigor e nove têm roteiros nacionais para a energia do hidrogênio. O relatório da IEA concluiu que, agora é a hora de ampliar as tecnologias e reduzir custos, para permitir que o hidrogênio se torne amplamente utilizado, e de forma pragmática, recomendou aos governos e à indústria que aproveitem ao máximo esse momento de impulso crescente para alavancar a produção e o uso de hidrogênio como combustível [5].

Para alguns pesquisadores, a mudança de uma economia global dependente de combustíveis fósseis para uma economia com base no hidrogênio está ocorrendo agora. Segundo relatado em [6], esta é uma “mudança de paradigma” de tal importância que fundamenta a criação da Terceira Revolução Industrial. E mais importante, ela tem como

“pilares” o hidrogênio verde produzido, armazenado, distribuído e renovado no mesmo local de uso. A economia do hidrogênio é global com a União Européia e os Estados Unidos da América assumindo a liderança em direção a infraestruturas de energia limpa e sustentável [6].

O atual programa americano de hidrogênio surgiu em novembro de 2002, quando o Departamento de Energia dos Estados Unidos emitiu um documento denominado de Roteiro de Energia do Hidrogênio, no qual a denominada economia do hidrogênio poderia ajudar a resolver algumas preocupações, como a segurança energética, a qualidade ambiental e a vitalidade econômica do país. Em seguida, em 2003, o presidente Bush anunciou a importância da iniciativa do hidrogênio para reverter a crescente dependência dos Estados Unidos da América em relação ao petróleo, apoiando o desenvolvimento de tecnologias do hidrogênio e da célula combustível para alimentar automóveis, caminhões, moradias e indústrias. Além disso, defendeu que esta iniciativa poderia reduzir significativamente a poluição ambiental e as emissões de gases de efeito estufa. Em 2004, o NRC - *National Research Council* se pronunciou sobre as questões técnicas e políticas da economia do hidrogênio, mostrando que os Estados Unidos da América poderiam ter dois milhões de carros movidos a hidrogênio até 2020, o que representaria 1,0 % de todos os veículos nas estradas americanas, e que após esse primeiro passo, os números poderiam crescer rapidamente, atingindo 60 milhões de veículos movidos a hidrogênio até 2035 [7]. As estimativas acima, até agora, não foram atingidas [9].

Em 2017, a CEC - Comissão de Energia da Califórnia apresentou um relatório sobre o progresso do plano de 2002 do DOE, relacionado a Califórnia, mostrando que 35 das 65 estações de abastecimento de hidrogênio automotivo previstas já estavam em operação comercial, e que as demais seguiam o planejamento inicial. A capacidade das estações em operação estaria dividida em duas classes, uma com capacidade de 100 a 180 kg/dia de hidrogênio, e a outra com capacidade de 360 kg/dia. Estas estações estão concentradas no eixo rodoviário Los Angeles - São Francisco [8], que é a rodovia de demonstração do programa de hidrogênio americano. Em 2018, 42 estações de reabastecimento já estavam em operação na Califórnia [9].

Em 2020, a CEC - Comissão de Energia da Califórnia apresentou o relatório anual sobre o progresso do plano de 2002 do DOE, que mostrou que 45 das 65 estações previstas já estavam em operação comercial, que a demanda média por hidrogênio era da ordem de 2.000 kg/dia, que 8.468 veículos leves movidos por células combíveis já estão sendo atendidos e que brevemente 176 estações estarão em operação na Califórnia [10].

Por outro lado, em julho de 2020, foi lançado a *European Clean Hydrogen Alliance*, como uma das principais iniciativas da atual Estratégia Industrial e da nova Estratégia do

Hidrogênio da União Europeia para o clima, para apoiar as metas de implantação da produção de hidrogênio e garantir a economia europeia de hidrogênio até 2030 [11].

A principal meta da *European Clean Hydrogen Alliance* é construir um portfólio de projetos de investimentos ao longo de toda a cadeia de valor do hidrogênio, objetivando o abandono dos combustíveis fósseis e a criação de um mercado do hidrogênio que contribua para o crescimento econômico e do emprego, e, ao mesmo tempo, reduza as emissões de gases de efeito estufa. Dentre as iniciativas previstas, consta a instalação de pelo menos 6 GW de eletrolisadores até 2024 e de 40 GW até 2030, visando garantir a participação da União Europeia no mercado anual de 10 milhões de toneladas de hidrogênio produzidos com energias renováveis. O portfólio de projetos propostos pela Aliança dará visibilidade aos projetos já lançados ou em preparação, facilitando a cooperação entre os países membros e fomentando investimentos maciços, estimados pela indústria em €430 bilhões nos próximos anos [11].

O hidrogênio, por sua vez, não existe normalmente na natureza como gás H_2 . Porém, existe na forma molecular em combinação com muitos outros átomos, formando muitos compostos, como, por exemplo, em combinação com o carbono nas moléculas dos hidrocarbonetos, como metano (CH_4), etano (C_2H_6) propano (C_3H_8) e no gás natural; no carvão mineral; na biomassa e em combinação do oxigênio na molécula da água (H_2O). Felizmente, o hidrogênio na forma de H_2 , pode ser separado de tais formas moleculares por meio de métodos químicos ou físicos, como a gaseificação do carvão e da biomassa; a reforma a vapor do metano e do gás natural; a separação termoquímica e pela eletrólise da água [12]. Em 2020, a produção global de hidrogênio foi de aproximadamente 70 milhões de toneladas por ano, sendo 76% produzido a partir do gás natural pelo método de reforma a vapor, 22% por gaseificação do carvão mineral e 2,0% a partir da eletrólise [13].

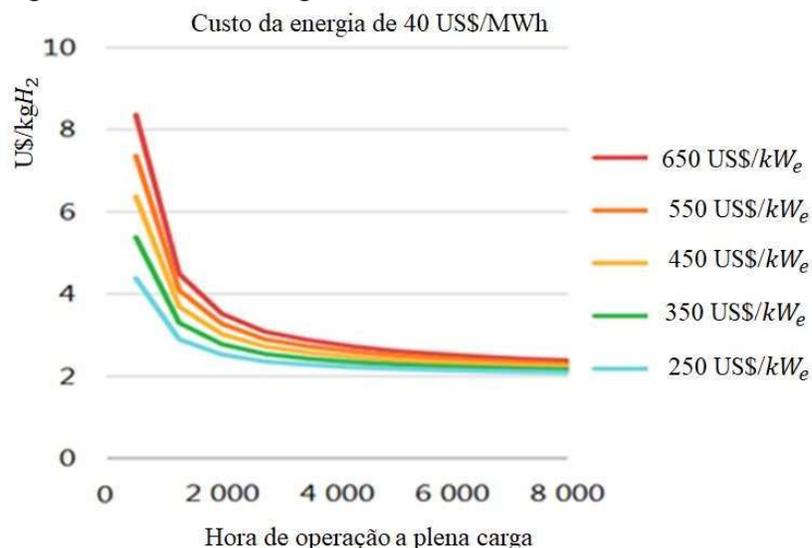
Dentre os problemas associados à produção de hidrogênio pelos métodos mais utilizados atualmente, está o fato de que a gaseificação e a reforma a vapor utilizam, obrigatoriamente, pelo menos um combustível fóssil como matéria prima ou como fonte de energia; emitem gases de efeito estufa e outros poluentes durante o processo de produção. Já o processo de eletrólise, que ocorre em um reator chamado de eletrolisador, utiliza somente água como matéria prima e eletricidade como energia; portanto, se produzido com energia elétrica solar ou eólica, resulta na produção de hidrogênio sem depleção da matriz energética, sem emissão de gases de efeito estufa, sem emissão de poluentes atmosféricos e com pureza da ordem de 99,99% [12][14]. Por tudo isso, o processo de eletrólise, a partir de energia fotovoltaica, é o objeto de estudo deste trabalho.

Nesse contexto, a energia fotovoltaica, que é produzida pelo sol, uma fonte de energia limpa e renovável, é fornecida a um eletrolisador. O eletrolisador, por sua vez, converte a energia elétrica em energia química, na forma de hidrogênio. O hidrogênio produzido é armazenado no estado gasoso pressurizado no próprio local de produção, e distribuído ao consumidor final, veículos elétricos movidos a células combustíveis, no próprio local de produção [15].

Um dos vários desafios da produção de hidrogênio por eletrólise da água é o seu elevado custo de produção, pois é influenciada por fatores técnicos e econômicos, por requisitos de CAPEX, do inglês *Capital Expenditure*, pela eficiência dos processos de conversão energética, pelo custo da eletricidade utilizada e pelo tempo de funcionamento dos eletrolisadores produzindo hidrogênio a plena carga. Neste sentido, o IEA estimou que uma usina de eletrólise conectada ao *grid*, produz hidrogênio a um custo muito elevado. Por exemplo: uma usina de eletrólise de CAPEX da ordem de 800 US\$/kW, com eficiência global de 64%, e taxa de desconto da ordem de 8,0 % ao ano, conectada ao “*grid*” japonês, produzirá hidrogênio ao custo de aproximadamente 7,5 US\$/kg [5], e portanto, não é competitivo.

A mesma IEA simulou o custo de produção do hidrogênio de uma usina de hidrogênio em vários pontos do globo terrestre e em todos os continentes [5]. Nas simulações que consideraram uma usina com CAPEX da parte de eletrólise variando entre 250 US\$/kW_e a 650 US\$/kW_e, com eficiência do eletrolisador de 69%, taxa de desconto de 8% ao ano, e utilizando eletricidade ao custo de 40 US\$/MWh, foram obtidos os resultados apresentados na Figura 1.

Figura 1- Custo do hidrogênio com eletricidade a 40 US\$/MWh



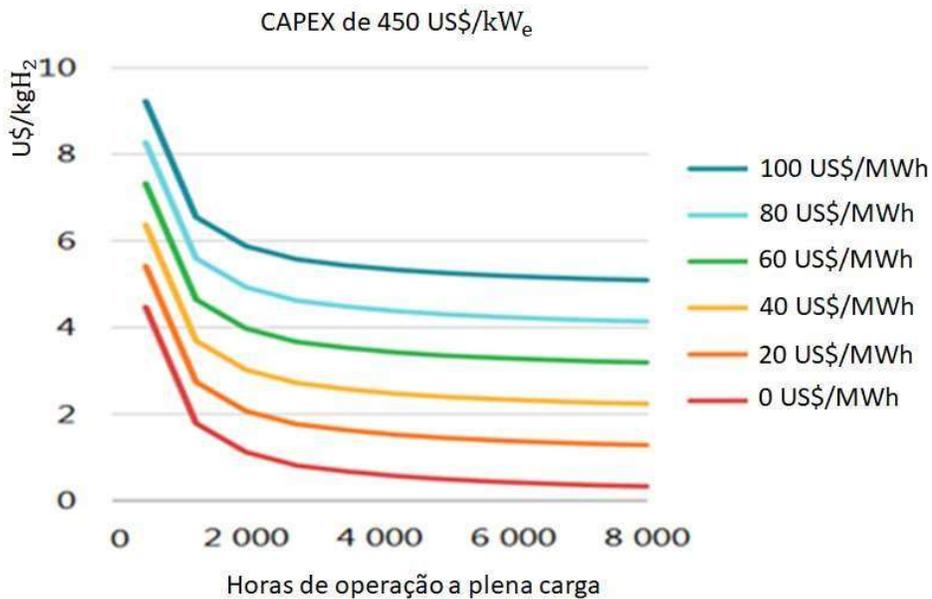
FONTE: Adaptado de [5]

A Figura 1 mostra que nas condições descritas acima, o custo nivelado do hidrogênio produzido (LCOH) será superior a 4,0 US\$/kg quando o tempo de operação a plena carga do eletrolisador for inferior a 2.000 horas/ano, para qualquer que seja o valor do CAPEX da usina de eletrólise. Na faixa de 2.000 a 4.000 horas/ano de operação do eletrolisador, o custo de produção será na faixa de 2,0 a 3,0 US\$/kg, e tende chegar a 2,0 US\$/kg quando o tempo de operação for de 8.000 horas/ano.

A Agência Internacional de Energia também simulou o custo de produção do hidrogênio, utilizando eletricidade com custo variado entre 0 a 100 US\$/MWh, de uma usina de hidrogênio com CAPEX da parte de eletrólise de 450 US\$/kW_e, eficiência do eletrolisador de 69% e taxa de desconto de 8% ao ano [5]. Os resultados estão apresentados na Figura 2.

É possível ver na Figura 2, que nas condições descritas acima, o custo nivelado do hidrogênio produzido (LCOH) será próximo a 1,0 US\$/kg quando se utiliza eletricidade de custo menor que 20 US\$/MWh. Também, é possível ver que o LCOH será próximo a 2,0 US\$/kg quando se utiliza eletricidade com custo de 40 US\$/MWh; o LCOH ficará acima de 3,0 US\$/kg quando a eletricidade custar mais de 60 US\$/MWh; e que a produção de hidrogênio usando eletricidade com custo acima de 100 US\$/MWh, resulta em hidrogênio com LCOH superior a 5,0 US\$/kg, e que esses custos tendem a diminuir na medida em que o número de horas de operação a plena carga aumentam.

Figura 2- Custo do hidrogênio com CAPEX de 450 US\$/kW_e



FONTE: Adaptado de [5]

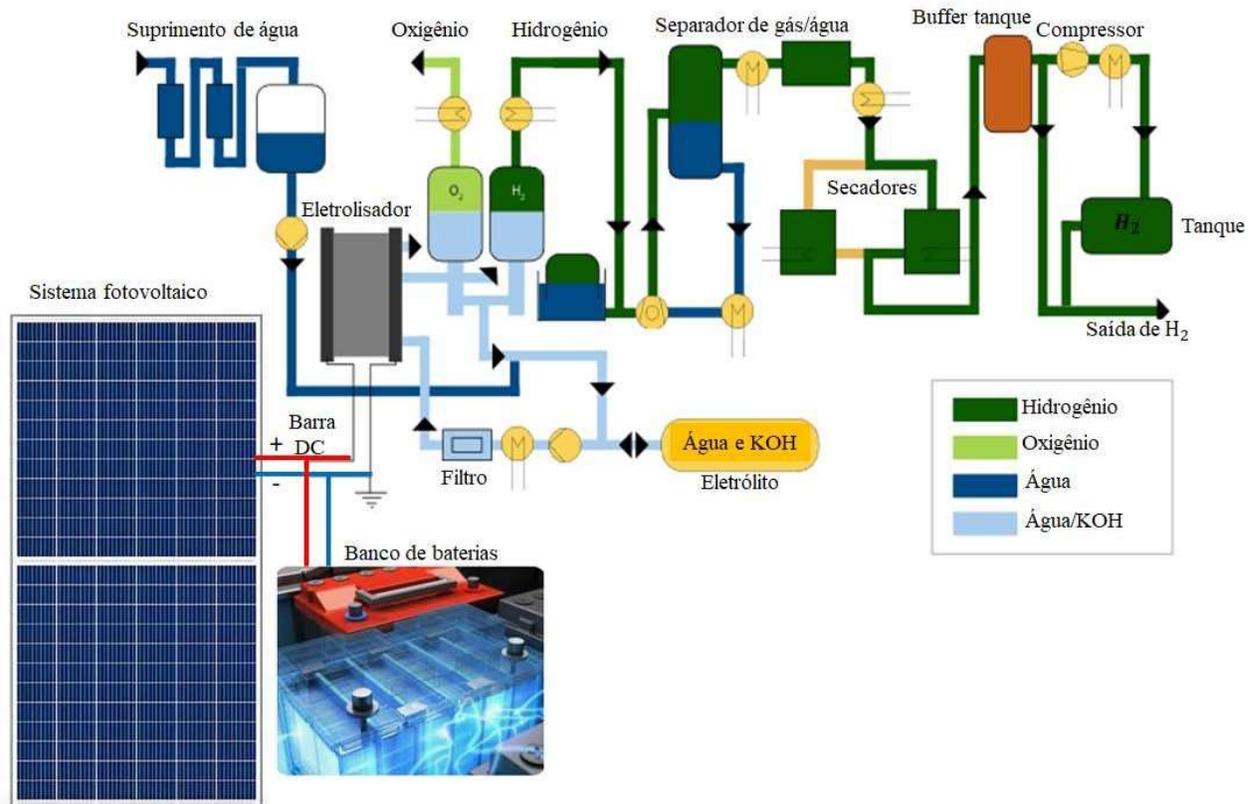
Além disso, uma grande quantidade de trabalhos teóricos e experimentais a respeito da produção de hidrogênio pelo processo de eletrólise alimentada por energia fotovoltaica têm sido realizados nas últimas décadas e alguns deles foram focados no acoplamento ideal entre o sistema fotovoltaico e o eletrolisador, baseados em suas características de corrente, tensão e potência. Problemas de incompatibilidade surgem devido a variações na potência de saída de sistemas fotovoltaicos que estão operando sob diferentes condições de radiação solar incidente. Existem duas maneiras mais comuns de se conectar o sistema fotovoltaico com o eletrolisador, que são:

- **Acoplamento direto entre o painel fotovoltaico e o eletrolisador** - Nesta configuração, a estratégia chave é encontrar a melhor combinação série-paralelo de módulos fotovoltaicos e células eletrolíticas de eletrolisadores, para maximizar a produção de hidrogênio. Para isso, o eletrolisador iniciará a produção de hidrogênio, sempre que o sistema fotovoltaico disponibilizar a tensão de 1,48 V por célula eletrolítica e aumenta a produção de hidrogênio na medida em que a tensão nos terminais do eletrolisador aumenta, que por sua vez, depende apenas das condições instantâneas de irradiância e temperatura do local de estudo. Além disso, a ausência do conversor DC/DC resultará em ganho de eficiência, pois este, tem eficiência de 95%, e portanto, tem-se um consumo evitado de 5,0% da energia fotovoltaica fornecidas ao eletrolisador. Por isso, alguns pesquisadores recomendam que uma usina de eletrólise deva conter o mínimo de dispositivos eletro-eletrônicos, para diminuir as perdas de energia [16][17].
- **Conexão do sistema fotovoltaico com o eletrolisador através de um conversor DC/DC** - Nesta configuração, a estratégia chave é o rastreamento no ponto de máxima potência para garantir a transferência de energia ideal entre dos painéis fotovoltaicos para o eletrolisador. Idealmente, a saída de energia do sistema fotovoltaico para o eletrolisador seria mantida no ponto de máxima potência, para alcançar a maior eficiência do sistema [18]. Porém, a presença do conversor DC/DC é um ponto de consumo de energia, pois este tem eficiência de 95%, e portanto, tem-se um consumo de 5,0% da energia fotovoltaica fornecidas à usina [16][17].

Por tudo isso, a usina de eletrólise objeto deste estudo é configurada visando conter o mínimo de dispositivos eletro-eletrônicos e foco na maximização da produção de hidrogênio e não na eficiência da usina, já que usará uma fonte de energia renovável e sem custo, que se

renova todos os dias. Assim, a usina de hidrogênio objeto deste estudo é definida, neste momento, como sendo a mostrada na Figura 3.

Figura 3- O objeto de estudo



FONTE: Desenvolvida pelo autor, adaptado de [3]

Na Figura 3, é mostrada a usina objeto deste estudo definida como premissa deste trabalho, após várias simulações, discussões e publicação na fase de planejamento.

Na Figura 3, observa-se que trata-se de uma usina de hidrogênio *off-grid* ou isolada, na qual a fonte de energia é o sol, em que um sistema fotovoltaico converte a irradiação solar em eletricidade, que é disponibilizada em uma barra de corrente contínua (DC), ao qual estão conectados o eletrolisador e o banco de baterias. Um controlador de carga alimenta o banco de baterias estocando o excesso de energia elétrica produzido pelo sistema fotovoltaico para ser utilizada em momentos de baixa irradiância solar. O eletrolisador, que é alimentado continuamente com uma solução de água e hidróxido de potássio, está conectado ao barramento DC, que ao receber energia do sistema fotovoltaico com tensão superior a 1,48 V por célula eletrolítica, quebra a molécula da água em moléculas de hidrogênio e de oxigênio, convertendo assim, energia elétrica em energia química. No processo, o hidróxido de potássio (KOH) é

diluído na água como eletrólito para facilitar o movimento de cargas elétricas e catalisar as reações de eletrólise no interior do eletrolisador. As moléculas de oxigênio produzidas são liberadas diretamente para a atmosfera, enquanto o gás hidrogênio é transferido para um gasômetro (*Buffer tank*), para em seguida, ser pressurizado e armazenado em um tanque metálico como hidrogênio gasoso pressurizado com capacidade de receber toda a produção diária, de até 200 kg/dia. Assim, o escopo deste trabalho, contempla os processos de conversão de energia solar em energia fotovoltaica, de conversão de energia elétrica em energia química na forma de hidrogênio, e termina com o hidrogênio armazenado em um tanque.

Todo o hidrogênio produzido é disponibilizado para uma estação de reabastecimento de combustível, que fará a adequação da especificação final em relação aos requisitos legais e de qualidade exigidos pelos usuários finais.

1.1 Justificativa

Existem vários aspectos que justificam este trabalho. Os principais deles são descritos a seguir.

O Brasil é o maior país da América do Sul e da região da América Latina, sendo o quinto maior do mundo, com território de 8.510.417 km², equivalente a 47,3% do território sul-americano, formado por 26 estados e o Distrito Federal e de 5.570 municípios distribuídos por cinco grandes regiões geográficas - Norte, Sul, Nordeste, Sudeste e Centro-Oeste; além disso, é o décimo maior consumidor de energia do planeta e o terceiro maior do hemisfério ocidental, atrás dos Estados Unidos da América e do Canadá. Neste caso, pode-se observar que ao longo dos últimos anos a população brasileira vem crescendo juntamente com taxas cada vez menores. Em 2015 a população brasileira era de 196 milhões de pessoas; estima-se que a este número cresça a uma taxa média de 0,3% a.a. com isso a população poderá ser de 226 milhões de habitantes até 2050 [2]. Isso aumentará a demanda por energia, sendo desejável que seja suprida por energia limpa e sustentável, como é o hidrogênio verde.

A matriz energética brasileira, em 2022, mostrou ser constituída de 52,6% em fontes não renováveis, e 47,4% de fontes renováveis. Dentre as fontes energéticas não renováveis ofertadas no país, destacam-se o petróleo e seus derivados com participação de 35,7%, além do gás natural com 10,5%. Já em relação às fontes energéticas renováveis ofertadas, destacam-se a biomassa da cana de açúcar com 15,4%, a energia hidráulica com 12,5%, a lenha e carvão vegetal com 9,0%. As energias eólica e solar participam apenas com 2,3% e 1,2% respectivamente. Com a população em constante crescimento o consumo de energia também se torna crescente. Em 2022, por exemplo, o consumo foi de 271,3 Mtep, apresentando um

aumento de 2,1% em relação a 2021, quando o consumo foi de 263,8 Mtep. O setor de transporte destacou-se pelo consumo de 89,4 Mtep, equivalente a 35% de toda a energia consumida no país, seguido das indústrias, com 32%. Já as residências do país consumiram cerca de 10,7% [19]. Este trabalho oferece uma contribuição para substituir os combustíveis usados no setor de transportes por hidrogênio verde, aumentando a participação das energias renováveis na matriz energética brasileira.

Em 2022, o total de emissões de CO₂ antrópicas associadas à matriz energética brasileira atingiu 423 milhões de toneladas de CO₂ equivalentes. O setor de transportes contribuiu com 210,4 milhões de toneladas equivalentes de CO₂ [19]. O hidrogênio produzido e usado, conforme sugere este trabalho, poderia contribuir para reduzir as emissões do setor de transportes, tornando a matriz energética brasileira ainda mais limpa do que é hoje.

Com a descoberta de petróleo na Bacia de Santos em 2020, o Brasil assumiu a oitava posição no *Ranking* mundial de produtores de petróleo. No entanto, o país tem trabalhado por uma alternativa viável à gasolina, o etanol. Grande parte dos brasileiros utilizam os chamados veículos “flex”, que funcionam com etanol ou gasolina, permitindo que o consumidor possa abastecer com a opção de menor custo, muitas vezes com o etanol.

Em 2019, o país tinha uma malha rodoviária com cerca de 1.563.351 quilômetros, sendo 76.259 quilômetros de rodovias federais, 225.348 quilômetros de rodovias estaduais e 1.261.745 de rodovias municipais, com uma densidade de 25,10 km por 1 mil km² de área territorial [20]. As dez maiores rodovias totalizam 36.437 quilômetros, e a BR 116 é a maior delas, com 4.660 quilômetros de comprimento [21]. As rodovias são as principais transportadoras de carga e de passageiros no tráfego brasileiro [20]. Em dezembro de 2022, circulavam 60.459.290 automóveis nas rodovias, em geral [22], consumindo gasolina, gás natural veicular e etanol. O consumo de gasolina e gás natural veicular poderia ser evitado, com a inserção de hidrogênio verde na matriz energética do Brasil, produzido somente com água e energia solar, dois recursos renováveis.

No Brasil, há médias diárias da Irradiação Global Horizontal (IGH) de 4,53 kWh/m²/dia na Região Sul; 5,06 kWh/m²/dia no Sudeste; 5,07 kWh /m²/dia na região Centro-Oeste; 5,49 kWh/m²/dia na região Nordeste e 4,64 kWh/m²/dia na região Norte [24], que poderiam ser utilizados para produzir hidrogênio em um grande sistema distribuído de energia verde.

Por fim, este trabalho se justifica porque o Brasil já começou a se movimentar na direção da economia do hidrogênio. O BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, lançou um programa voltado para a agenda do hidrogênio, com objetivo inicial de apoiar

projetos pilotos de produção de hidrogênio com uso de energias renováveis para incentivar a produção e armazenamento do combustível carbono zero no país. E para isso, está ampliando suas linhas de financiamento, incluindo o apoio a grandes usinas capazes de exportar hidrogênio [23].

Nesta iniciativa, que ainda é piloto, o BNDES apoiará empreendimentos de produção e utilização de hidrogênio verde, bem como iniciativas de desenvolvimento tecnológico. O valor máximo de financiamento é de R\$ 300 milhões, a taxa de juros final estimada para o financiamento é equivalente à Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) sem remunerações adicionais. Os recursos disponibilizados, são um “*blend*” de recursos do Fundo Clima com recursos do FINEM. A participação do Fundo Clima será de até 50% do valor dos investimentos financiáveis [23].

Então, este trabalho foi desenvolvido com as seguintes hipóteses:

- a) É possível produzir energia fotovoltaica em 4.380 horas por ano em qualquer ponto do Brasil, correspondente à 12 horas por dia;
- b) Um sistema fotovoltaico bem dimensionado é capaz de produzir mais de 1.000.000 kWh/ano por MW de potência instalada e fator de carga da ordem de 20% obtido em Betim, em qualquer região do Brasil;
- c) Uma usina de eletrólise é capaz de produzir aproximadamente de 30.000 kgH₂/ano por MW de potência instalada e fator de capacidade de 26,7% obtido em Betim, em qualquer parte do Brasil;
- d) É possível produzir hidrogênio verde no Brasil com custo na faixa de 3,0 a 4,0 US\$/kg com as premissas propostas pela IEA.

Uma vez testadas e confirmadas as hipóteses acima, será possível afirmar que, todo esse potencial de energia solar poderia ser utilizado para produzir energia fotovoltaica para converter água em hidrogênio verde, e assim transformar o Brasil em um grande sistema de energia distribuída, na forma de uma rede de postos de abastecimento de hidrogênio, que em um futuro, mesmo que distante, poderia substituir os atuais postos de abastecimento de gasolina para o setor de transporte, como combustível para veículos elétricos movidos a células combustíveis.

Os benefícios a serem obtidos quando a tecnologia de hidrogênio fotovoltaico estiver instalada ao longo das rodovias do Brasil serão:

- a) A matriz energética brasileira, que já é uma das mais limpas do mundo, passará a ser ainda mais limpa, com a redução do consumo da gasolina e consequente diminuição das emissões de CO₂;

- b) A qualidade de vida e a saúde das pessoas serão melhoradas pela redução dos poluentes no ar que se respira, com a substituição da gasolina pelo hidrogênio;
- c) O consumo evitado do derivado de petróleo poderá ser exportado, contribuindo para aumento do saldo da balança de pagamentos e do crescimento econômico do país;
- d) Adicionalmente, o Brasil será inserido no contexto da economia de hidrogênio, e poderá tornar-se uma referência mundial, ou até mesmo tornar-se um exportador de hidrogênio verde.

1.2 Os objetivos e o escopo da pesquisa

O objetivo geral dessa pesquisa é quantificar o potencial de produção de hidrogênio verde fotovoltaico, em kg por MW, ao longo da rodovia BR-116, cujo escopo consiste em:

- 1) Fazer uma revisão bibliográfica sobre a produção do hidrogênio, especialmente se tratando da eletrólise da água com energia fotovoltaica, com a brevidade necessária para responder às questões desta pesquisa;
- 2) Utilizar o código computacional HOMER PRO 3.14.5 como ferramenta de trabalho para dimensionar, otimizar, simular e avaliar os processos de produção de energia e de hidrogênio nas condições ambientais do Brasil;
- 3) Otimizar uma usina de eletrólise fotovoltaica de 1,0 MW, com ênfase na maximização da produção do hidrogênio ao menor custo, para as condições ambientais da irradiação solar e da temperatura nas proximidades da Refinaria de Petróleo Gabriel Passos, situada na cidade de Betim, região metropolitana de Belo Horizonte;
- 4) Simular e avaliar a produção do hidrogênio verde fotovoltaico pela usina otimizada no item nas condições de 23 cidades localizadas nas margens da BR-116, a maior rodovia brasileira com 4.542 km de extensão, que tem início no município de Fortaleza, no Ceará, e termina em Jaguarão no Rio Grande do Sul, na fronteira com o Uruguai, ou seja, corta o país longitudinalmente, cruzando as regiões Nordeste, Sudeste e Sul do país. A seleção das localidades leva em conta que estejam à margem da BR - 116; que tenham espaçamento médio da ordem de 250 km a partir do KM – 0 em Fortaleza; que todos os estados sejam contemplados com no mínimo uma e no máximo quatro localidades; e que cada uma das regiões, sejam contempladas com pelo menos sete localidades;
- 5) Neste caso, a usina otimizada para condições ambientais de Betim - MG será simulada e avaliada nas seguintes cidades: Fortaleza - CE, Jaguaribe - CE e Brejo Santo - CE; Belém do São Francisco - PE, Euclides da Cunha - BA, Feira de Santana - BA, Jequié - BA, Vitória da Conquista - BA, Divisa Alegre - MG, Teófilo Otoni - MG, Governador Valadares

- MG, Caratinga - MG, Teresópolis - RJ, Barra Mansa - RJ, São Paulo - SP, Juquiá - SP, Curitiba - PR, Mafra - SC, Lages - SC, Caxias do Sul - RS, Porto Alegre - RS, Pelotas - RS e Jaguarão - RS.

A Figura 4 mostra o traçado da BR - 116 em função da posição geográfica das cidades servidas por ela.

Figura 4 - Traçado da BR-116



FONTE: Adaptado de [22]

A Figura 4 mostra o traçado oficial da BR-116, com destaque para as cidades e os estados servidos pela rodovia.

As cidades dos estados da Região Nordeste estão identificadas com uma estrela verde, as cidades dos estados da Região Sudeste estão identificadas com uma estrela amarela e cidades dos estados da Região Sul estão identificadas com uma estrela azul. Já a Figura 5 mostra o traçado da BR-116 no mapa do Total Diário de Irradiação Global Horizontal do Brasil.

Figura 5- Localização das cidades no mapa de irradiação global horizontal do Brasil



FONTE: Adaptado de [24]

1.3 Objetivo Geral

O objetivo geral dessa pesquisa é quantificar o potencial técnico e econômico brasileiro de produção de hidrogênio verde fotovoltaico, construindo um *Ranking* da produção anual por MW, com 23 cidades ao longo da BR-116.

1.4 Objetivos Específicos

Este trabalho tem os seguintes objetivos específicos:

- Fazer uma revisão prévia sobre energias renováveis especialmente sobre sistemas de hidrogênio, com especial ênfase nas tecnologias da eletrólise e energia elétrica fotovoltaica;
- Otimizar uma usina de eletrólise de 1,0 MW_e equipada com eletrolisador de 0,690 MW_e de potência nominal alimentada com energia fotovoltaica própria, para ser a usina de referência deste trabalho;
- Conhecer o potencial de produção de hidrogênio dessa usina de referência para as condições ambientais e de irradiação solar ao longo da BR-116, que interliga pelo menos três regiões do Brasil, criando assim uma rodovia de referência na produção de hidrogênio a partir da água e energia fotovoltaica;
- Obter indicadores de performance técnicos e econômicos da usina de referência para as condições ambientais e de irradiação solar para pelo menos 23 cidades ao longo da rodovia de referência.

1.5 As questões da pesquisa

Ao final deste trabalho, deseja-se ter respostas para as seguintes questões:

- a) Qual a melhor configuração de uma usina de hidrogênio verde fotovoltaico, expressa em termos de potência do sistema fotovoltaico e da potência do eletrolisador, nas condições ambientais de Betim - MG?
- b) Quanta energia elétrica é possível produzir pela usina de referência, em kWh/ano/MW, em cada uma das 23 cidades ao longo da BR-116?
- c) Qual o LCOE - Custo Nivelado da Energia Produzida (US\$/MWh) pela usina de referência em cada uma das cidades selecionadas?
- d) Quanto hidrogênio (kg/ano) é possível produzir com a usina de referência em cada uma das cidades selecionadas?
- e) Qual é o LCOH - custo nivelado do hidrogênio produzido (US\$/kg) com a usina de referência em cada uma das cidades selecionadas?

1.6 Contribuições desta tese

As principais contribuições desta tese são:

- Aplicação do *software* HOMER PRO 3.14.5 para simular usinas de hidrogênio verde para as condições ambientais do Brasil, contribuindo para o conhecimento de ferramentas de modelagem;
- Obtenção do potencial de produção de hidrogênio verde fotovoltaico a partir da água em vinte e três cidades de três regiões e vinte e três cidades brasileiras ao longo da BR-116.
- Dedução equações lineares que permitam determinar quanta energia e quanto hidrogênio são possíveis de se produzir em usinas de eletrólise alimentadas por energia fotovoltaica, conhecendo-se apenas a irradiação solar do local onde se deseja avaliar e instalar a usina, com 95% de confiança;
- Comparação dos custos de produção de hidrogênio verde fotovoltaico no Brasil;
- Estímulo à inserção do Brasil nos contextos globais da economia do hidrogênio.

1.7 Organização desta tese

A presente tese está organizada em cinco capítulos, conforme estão descritos resumidamente a seguir.

O primeiro capítulo trata desta introdução, que apresenta uma visão geral da pesquisa e do trabalho, seus desdobramentos, as premissas, suas delimitações, a justificativa e os objetivos, deixando em claro a razão e o que se busca na pesquisa, por fim, descreve a organização do trabalho.

O segundo capítulo é dedicado à revisão bibliográfica que inclui: a) as fontes de energia b) o hidrogênio como vetor energético do futuro, c) os métodos e as tecnologias de produção de hidrogênio, c) a eletrólise alcalina da água, d) a produção de energia fotovoltaica e e) caracterização da planta de eletrólise.

No terceiro capítulo são apresentados o método e o material da pesquisa.

O quarto capítulo é dedicado a apresentação dos resultados e a análise dos resultados obtidos na pesquisa.

No capítulo cinco são apresentadas as conclusões e as recomendações para trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo apresenta a revisão bibliográfica, que tem como objetivo apresentar os conceitos básicos e a fundamentação teórica dos fenômenos físicos e químicos essenciais ao entendimento dos temas tratados nesta tese e está subdividida em três grandes partes: a) o hidrogênio como vetor energético, b) a eletrólise da água, e c) a energia fotovoltaica.

2.1 O hidrogênio como vetor energético

Muitos autores classificam as fontes de energia em duas categorias: as convencionais e as alternativas. Dentre as fontes convencionais destacam-se o carvão mineral, o petróleo e seus derivados, o gás natural, e o urânio; que são fontes esgotáveis e limitadas a períodos finitos. Já as fontes de energia alternativa, são sustentáveis e se renovam naturalmente e periodicamente. Dentre as renováveis destacam-se a energia solar, a energia eólica, a biomassa, a energia hídrica, e a energia das marés [12].

2.1.1 Fontes convencionais de energia

A revolução industrial foi protagonista de profundas modificações qualitativas e quantitativas no uso da energia. Antes dela, a produção e os serviços se fundamentavam na própria força de trabalho do homem, complementada pela tração animal, pela utilização direta da força das águas e dos ventos, e pelo uso da lenha e carvão vegetal [26].

Com a revolução industrial, a lenha perdeu a sua posição de principal combustível para o carvão mineral. A industrialização, que acontecia principalmente em países detentores de boas reservas de carvão, dominou de forma absoluta o panorama energético mundial, de forma que o desenvolvimento industrial andou intimamente ligado ao progresso tecnológico e às invenções no domínio da transformação e da utilização de energia, que na época, tratava-se principalmente de fornalhas e caldeiras para produção de vapor destinado às máquinas que acionavam as indústrias e propulsionavam locomotivas e navios [25].

Em 1854, o petróleo entrou em cena na matriz energética e na economia mundial. A primeira perfuração de poço de petróleo bem-sucedida aconteceu na Pensilvânia, nos Estados Unidos da América, e que impulsionou a criação e a expansão de refinarias, iniciando a produção de querosene em escala industrial. Em função da oferta de derivados de petróleo e de variedade crescente de derivados, diversificou-se também o progresso tecnológico, com

importantes invenções e otimizações das máquinas de combustão interna. Em paralelo, o desenvolvimento de instrumentos e equipamentos de conversão de energia, possibilitaram a geração, a transmissão, a distribuição e o uso da energia elétrica. É inquestionável, o que se fez em matéria de desenvolvimento científico e tecnológico, que definiu o fantástico crescimento do uso da energia no século XX, dominado pelo petróleo. A versatilidade do petróleo e seus derivados, a facilidade do seu manuseio e seu transporte, já seriam razões suficientes para a sua crescente importância. Para se ter uma ideia, somente a descoberta e uso da energia nuclear, resultante de pesquisas com outras motivações, viria, nas décadas de 1940 e 1950, provocar novos desenvolvimentos tecnológicos, equiparáveis ao que ocorreu com a descoberta e uso de petróleo [25].

Infelizmente, os combustíveis não renováveis, como carvão, petróleo e gás natural, que foram formados há milhões de anos dos restos de materiais ricos em carbono de usinas e animais são finitos e, em algum momento do futuro, inevitavelmente serão esgotados. Além disso, esses combustíveis são convertidos em energia útil através do processo de combustão em máquinas térmicas como fornalhas, caldeiras e turbinas a vapor em Ciclo Rankine, motores a Ciclo Diesel, motores de Ciclo Otto, turbina a gás e geradores de energia em Ciclo Brayton e Ciclo Combinado; e no processo de combustão desses combustíveis, quantidades significativas de vários materiais poluentes são emitidas para a atmosfera. Essas emissões poluem o planeta de forma local, regional e global, com impactos ambientais sobre o solo, as águas dos rios e dos mares, a qualidade do ar, a fauna e a flora e sobre o clima do planeta [26].

Por isso, a produção de energia a partir dos derivados de petróleo, do carvão mineral e gás natural, representa a principal fonte de emissão de particulados, óxidos de enxofre, óxidos de nitrogênio, monóxidos de carbono, dióxido de carbono e metano, para a atmosfera do planeta Terra. Essas emissões são os principais responsáveis pelos problemas ambientais tais como: a poluição do ar; chuva ácida; aquecimento por efeito estufa e mudança do clima; desertificação e degradação costeira e marinha pelo transporte de derivados de petróleo; e pela extinção de muitas espécies [26].

Esses problemas ambientais têm recebido atenção de muitas nações do mundo desde o final do século passado, quando as mudanças do clima do planeta começaram a ser uma realidade, e entendido como sendo causado pelo aumento do efeito estufa decorrente das emissões de dióxido de carbono lançados na atmosfera pelos processos que usam fontes fósseis de energia, principalmente os derivados de petróleo e carvão mineral [25].

A primeira resposta política veio em 1990, quando foi criado o (IPCC) - Painel Intergovernamental sobre Mudança Climática, mecanismo de caráter científico com o objetivo

de alertar o mundo sobre o aquecimento do planeta. Naquele ano, os cientistas constataram que as alterações climáticas são provocadas, principalmente, pelo dióxido de carbono emitido pela queima de combustíveis fósseis [27].

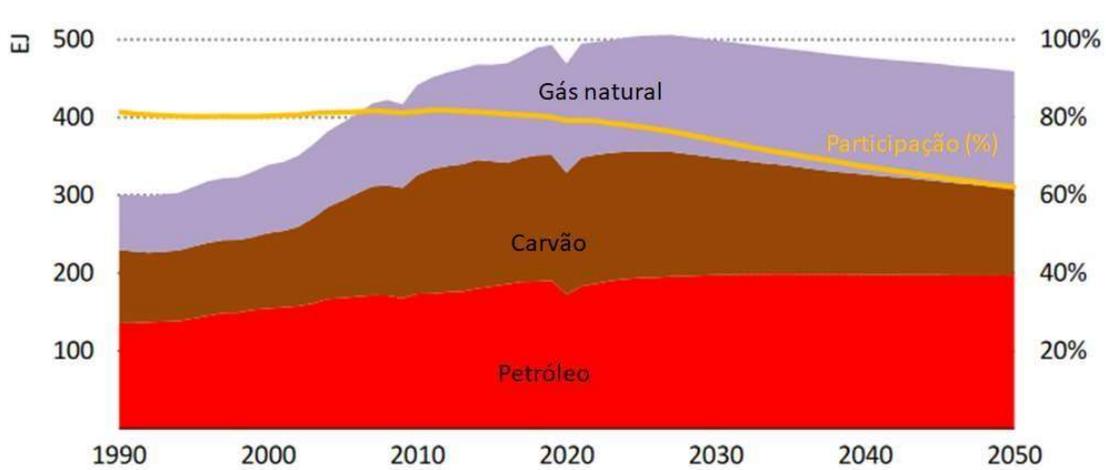
A segunda resposta política veio em 1992, quando mais de 160 líderes de países assinaram a Convenção Marco Sobre Mudanças Climáticas durante a ECO-92, no Rio de Janeiro. Em 1995, o IPCC divulgou informe declarando que as mudanças climáticas já davam sinais claros.

Em seguida, em 1997, foi assinado o Protocolo de Kyoto, o protocolo que levou o nome dessa cidade japonesa. O Protocolo de Kyoto é um acordo ambiental fechado durante a 3ª Conferência das Partes da Convenção das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas. Foi o primeiro tratado internacional para controle da emissão de gases de efeito estufa na atmosfera. Entre as metas, o protocolo estabelecia a redução de 5,2%, em relação a 1990, na emissão de poluentes, principalmente por parte dos países industrializados. O protocolo também estimulava a criação de formas de desenvolvimento sustentável para preservar o meio ambiente. Com o Protocolo de Kyoto, cresceu a possibilidade de o carbono tornar-se moeda de troca, a partir do momento em que países assinantes do acordo podem comprar e vender créditos de carbono. Obtidos em negociações internacionais, os créditos de carbono podem ser adquiridos por países com emissão reduzida de CO₂, que fecham negócios com países poluidores. Para cada tonelada de carbono reduzida, o país recebe um crédito. A quantidade de créditos de carbono recebida varia, portanto, de acordo com o volume da redução de CO₂ [27].

Em 2004, foi realizada reunião na Argentina, na qual os participantes aumentaram a pressão para que países desenvolvidos reduzam a emissão de gases de efeito de estufa [27].

Apesar de todo o esforço político, passados mais de 25 anos desde a assinatura do protocolo de Kyoto, o uso de combustíveis fósseis continua crescendo, como mostra a Figura 6

Figura 6 - Demanda de combustíveis fósseis de 1990 - 2050

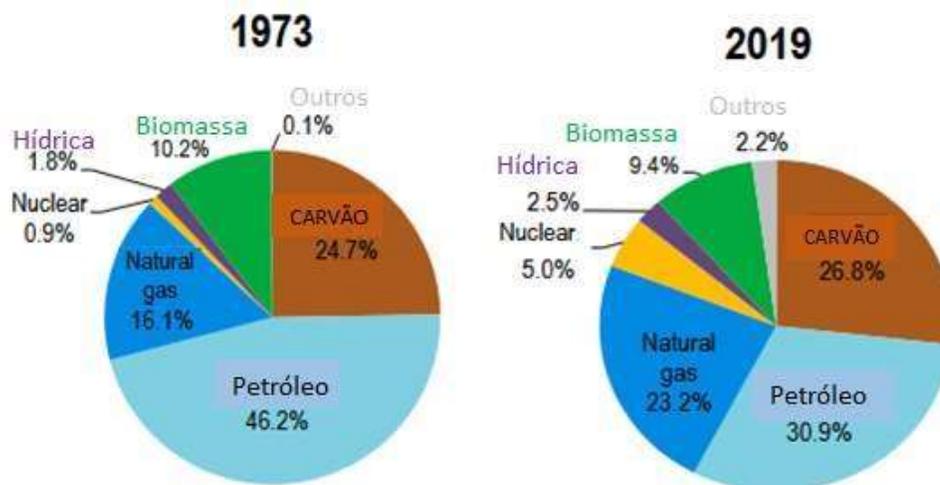


FONTE: [5]

Estimativas da Agência Internacional de Energia indicam que a demanda por carvão atinge o pico nos próximos anos, a demanda por gás natural atinge um platô até o final dessa década, e a demanda por petróleo atinge um ponto alto em meados da década de 2030 antes de começar a cair. A notícia boa é que a participação percentual das fontes não renováveis dá sinais de queda, e isso se deve à penetração de energias renováveis no cenário energético mundial, conforme mostra a Figura 7 [5].

A matriz energética mundial também não mudou muito, quando comparada com a matriz energética no início da primeira crise do petróleo em 1973, conforme mostra a Figura 7, que compara as fontes da energia utilizadas no mundo nos anos de 1973, no início da primeira crise do petróleo e em 2019.

Figura 7- As fontes de energia utilizadas no mundo



FONTE: Adaptado de [28]

A Figura 7 da esquerda, mostra que em 1973, a nível global, o petróleo participava com 46,2%, o carvão com 24,7% e o gás natural com 16,1%, a biomassa com 10,2%, a hídrica com 1,8%, a nuclear com 0,9% e 0,1% de outras fontes. Então, é possível afirmar que já naquela época, a base da matriz energética mundial era não renovável, com mais de 87% de participação [28].

A Figura 7 da direita, mostra que em 2019, o petróleo participava com 30,9%, o carvão com 26,8% e o gás natural com 23,2%, a biomassa com 9,4%, a hídrica com 2,5%, a nuclear com 5,0% e 2,2% de outras fontes. Então, é possível afirmar que atualmente, a base da matriz energética mundial ainda é não renovável, com aproximadamente 86 % de participação [28].

Em 2023, a matriz energética mundial era constituída de 14,1% por fontes renováveis e 85,9% por fontes não renováveis. Já a matriz elétrica mundial era constituída por 26,6% por fontes renováveis e 75,4% por fontes não renováveis [19].

Hoje, as emissões globais de dióxido de carbono pelo uso da energia continuam elevadas, e se as estimativas da IEA se verificarem, alcançarão a cifra de 37 bilhões de toneladas por ano em 2025, e cairão para 32 bilhões de toneladas por ano em 2050. Isso estaria associado a um aumento de cerca de 2,5°C na média da temperatura do planeta até 2100 [3].

A energia oferece grandes desafios. Ela é crucial para o progresso da humanidade, porém, ocasiona a poluição local, regional e global. Além disso, é a causa do aumento do efeito estufa, que está modificando o clima do planeta, que poderá levar a muitos problemas previsíveis e imprevisíveis. Porém, não é possível voltar ao cenário de baixo consumo de energia, como no passado, nem mudar drasticamente os sistemas energéticos pois, todos os países construíram suas infraestruturas industriais dependentes de combustíveis fósseis. Uma mudança brusca teria impactos econômicos e políticos inaceitáveis, principalmente, nos países mais desenvolvidos e nos países em desenvolvimento [29]. Então, a saída que resta é encontrar uma alternativa aos combustíveis fósseis e fazer uma transição suave.

2.1.2 Fontes alternativas de energia

As fontes alternativas de energia são fontes de energia que se regeneram naturalmente com o tempo. Há uma ampla variedade de tecnologias maduras para produzir energia a partir de fontes renováveis. As principais fontes de energias alternativas são [26]: a) energia solar CSP e solar fotovoltaica [30]; b) energia eólica; c) energia hídrica; d) energia geotérmica; e) energia de biomassa e; f) energia oceânica [31].

Atualmente as fontes renováveis de energia são mais utilizadas para produzir energia elétrica, com predominância da fonte hídrica para produção de hidroeletricidade. Em 2019, a hidroeletricidade participou globalmente com 4.329 TWh. A energia eólica participou com 1.427 TWh e a solar fotovoltaica contribuiu com 618 TWh [31].

Em 2019, o Brasil foi o segundo maior produtor mundial de hidroeletricidade com 398 TWh equivalente a 9,2% da produção mundial, atrás apenas da China; a energia eólica produzida foi de 56 TWh, equivalente a 3,9%, que levou o Brasil para sexta posição mundial, atrás da China, Estados Unidos da América, Alemanha, Índia e Reino Unido [31]; e a produção de energia fotovoltaica foi de 1.659 GWh [32], porém, naquele ano o Brasil não estava na lista dos dez maiores produtores mundiais de energia fotovoltaica [31].

A energia solar é o aproveitamento da energia gerada pelo Sol, inesgotável na escala terrestre de tempo, tanto como fonte de calor quanto de luz, é hoje uma das alternativas energéticas mais promissoras para prover a energia necessária ao desenvolvimento humano. O sol é responsável pela origem de praticamente todas as outras fontes de energia na Terra. É a partir da energia do sol que se dá a evaporação, origem do ciclo das águas, que possibilita o represamento e a consequente geração de energia elétrica. A radiação solar também induz a circulação atmosférica em larga escala, causando os ventos. Assim, a energia eólica é uma forma indireta de manifestação da energia solar, já que os ventos se formam a partir da conversão da radiação solar em energia cinética, em função de um balanço diferenciado nas diferentes latitudes entre a radiação solar incidente e a radiação terrestre emitida. Petróleo, carvão e gás natural foram gerados a partir de resíduos de usinas e animais que originalmente obtiveram do recurso solar a energia necessária ao seu desenvolvimento. É também através da energia do sol que a biomassa, como a cana-de-açúcar, realiza a fotossíntese e se desenvolve para, posteriormente, ser transformada em combustível nas usinas [30]. Assim, a energia solar pode ser aproveitada de forma direta e de forma indireta.

As tecnologias de energia solar direta aproveitam a energia da radiação solar para produzir energia solar concentrada para: produzir energia térmica; atender à necessidade de iluminação direta; produzir eletricidade na forma de energia fotovoltaica e; potencialmente, produzir combustíveis que possam ser usados para transporte e outros fins, como o hidrogênio. Dos problemas associados a energia solar destacam-se a intermitência, a variabilidade, e imprevisibilidade, embora o perfil temporal da produção de energia solar, em algumas circunstâncias, se correlaciona relativamente bem com as demandas. Portanto, é imperativo que o armazenamento de energia seja combinado com essa fonte. A energia solar concentrada pode ser armazenada na forma de calor, para melhorar controle de saída para uso em algumas

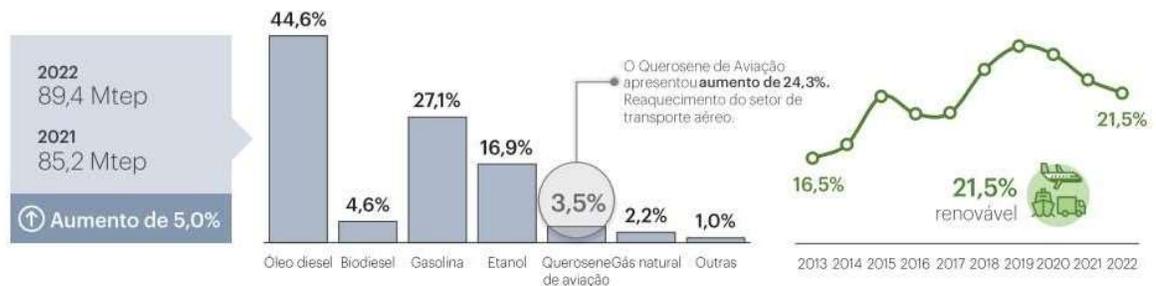
tecnologias. Já a energia fotovoltaica, que só é produzida durante o dia, pode ser armazenada em baterias elétricas, para ser usada durante a noite [30]. O hidrogênio pode ser produzido com energia fotovoltaica durante o dia, armazenado, e ser convertido em eletricidade durante a noite. Então, o hidrogênio é também uma forma de armazenagem de energia[12].

2.1.3 O consumo de energia do Brasil

Em 2022, o consumo de energia no Brasil ficou distribuído assim: 32% pelo setor de transportes, 32% pelas indústrias, 10,7% pelas residências, 8,7% pelo setor energético, 4,8% pela agropecuária, 5,0% pelo setor de serviços e 5,9% para uso não energético [19].

O setor de transporte consumiu 89,4 Mtep distribuídas conforme é mostrado na Figura 8, onde é possível verificar que apenas 21,5% foram de fontes renováveis. A gasolina e o etanol, juntos, participaram com 44,0% de toda energia consumida pelo setor, sendo 27,1% e 16,9%, respectivamente [19].

Figura 8- Participação das fontes de energia no setor de transportes



FONTE: [19]

A gasolina e o etanol alimentam a frota de automóveis do Brasil. E de acordo com a Figura 8, a gasolina corresponde a 24,22 Mtep por ano; esse consumo de gasolina poderia ser substituído por hidrogênio produzido somente com água e eletricidade de fontes renováveis, tornando a matriz energética brasileira ainda mais limpa.

Em 2022, as emissões antrópicas de CO₂ equivalentes, associadas à matriz energética brasileira atingiu 423 milhões de toneladas, distribuídas assim: 210,4 Mt pelo setor de transportes, 76,7 Mt, pelo setor industrial e 117,4 Mt por outros setores da economia [19].

A matriz elétrica brasileira é constituída por 87,9% por fontes renováveis e 12,1% por fontes não renováveis [19]. Então, a matriz elétrica brasileira é mais limpa do que a matriz elétrica mundial.

2.2 O hidrogênio

O hidrogênio é um elemento químico com número atômico 1 e representado pelo símbolo H; tem massa atômica de aproximadamente 1,007825032 u; é um elemento de baixa densidade $0,0838 \text{ kg/m}^3$; apresenta-se em sua forma molecular como (H_2) , que o caracteriza como um gás diatômico, é inflamável, incolor, inodoro, e insolúvel em água [33]. O hidrogênio está colocado no grupo 1 (ou família 1A) por ter configuração eletrônica $1s^1$, com apenas um elétron na última camada eletrônica [35]; é o único elemento que tem nomes e símbolos diferentes para cada um de seus diferentes isótopos. O Prótio, que é representado por ${}^1_1\text{H}$, possui apenas um próton no seu núcleo, sendo o isótopo mais abundante na natureza, e aparece na maioria das substâncias que possuem o elemento hidrogênio. O Deutério, que é representado por ${}^2_1\text{H}$, é também chamado de hidrogênio pesado, tem um próton e um nêutron no núcleo; o trítio, que é representado por ${}^3_1\text{H}$, tem um próton e dois nêutrons em seu núcleo. Na forma elementar, é relativamente raro na natureza, porém o gás hidrogênio na forma molecular é industrialmente produzido a partir de vários processos industriais, dentre os quais destaca-se a eletrólise da água [33], que é o objeto deste estudo.

Existem algumas propriedades físicas e químicas que colocam o hidrogênio como potencial para ser utilizado como combustível, que merecem ser destacadas: tem calor específico inferior da ordem de 120,21 MJ/kg [33], que é superior a qualquer outro combustível [36]; tem calor específico superior de 142,4 MJ/kg [35], que quando comparado com o carvão mineral, vê-se que 1,0 kg de hidrogênio tem a mesma quantidade de energia que 3,66 kg de carvão mineral [34] e na mesma linha, [36] afirma que 1,0 kg de hidrogênio tem a mesma quantidade de energia que 2,8 kg de gasolina; tendo densidade de $0,0838 \text{ kg/m}^3$ [33], é 14,4 vezes menos denso que o ar [36]; a temperatura de mudança de fase de líquido para gás é de $-252,78^\circ\text{C}$ a uma atmosfera [33]; quando usado como combustível, produz energia e tem como subproduto apenas vapor de água, com zero emissão de gás carbônico e de poluentes [33].

A Tabela 1, mostra o PCI - Poder Calorífico Inferior e o PCS - Poder Calorífico Superior do hidrogênio em comparação com os principais combustíveis mais utilizados no Brasil atualmente, tendo o PCI do hidrogênio como o numerador de referência.

Tabela 1 - Poder calorífico dos combustíveis

Combustível	PCI (kcal/kg)	PCS (kcal/kg)	Relação PCI (*)	Fontes
Hidrogênio	28.681	33.947	1,00	[34]
Carvão	5.700	6.000	5,03	[32]
Gás Metano	11.957	13.267	2,40	[32]
Etanol anidro	6.750	7.090	4,25	[32]
Etanol hidratado	6.300	6.650	4,55	[32]
Biodiesel	9.000	9.345	3,19	[32]
Gás Natural seco	8.800	9.256	3,26	[32]
Óleo combustível	8.590	10.085	3,34	[32]
Gasolina	10.400	11.220	2,76	[32]
Bagaço de cana	2.130	2.257	13,47	[32]
Óleo diesel	10.100	10.750	2,84	[32]

(*) PCI do hidrogênio/PCI do combustível

A Tabela 1 mostra os insumos energéticos na primeira coluna, o poder calorífico inferior (PCI) na segunda coluna, o poder calorífico superior (PCS) na terceira coluna, a relação entre o PCI de cada combustível e o do hidrogênio, e a última coluna mostra as fontes das informações de cada poder calorífico mostrado.

A Tabela 1 mostra que a energia contida em um quilograma de hidrogênio é equivalente à energia contida em 4,55 kg de etanol anidro, 4,25 kg etanol hidratado, 3,26 kg de gás natural, 3,19 kg de biodiesel, 2,84 kg de diesel e a 2,76 kg de gasolina automotiva.

2.3 Os métodos e as tecnologias de produção de hidrogênio

A Figura 9, é uma representação da integração entre as fontes de energia, os métodos e as tecnologias de produção e uso que estão sendo considerados no contexto da economia do hidrogênio nos Estados Unidos da América. É fácil observar a flexibilidade da produção, do uso e da integração das fontes de energia no contexto da economia do hidrogênio; as fontes de energia que podem ser utilizadas; os processos de produção de hidrogênio em larga escala mais utilizados e como o hidrogênio pode ser utilizado como vetor energético. É possível observar, também, que tanto as fontes renováveis quanto as fontes não renováveis de energia estão sendo utilizadas atualmente para produzir hidrogênio através de três processo de produção: a) reforma a vapor do metano, b) a gaseificação e, c) eletrólise [37].

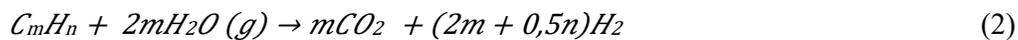
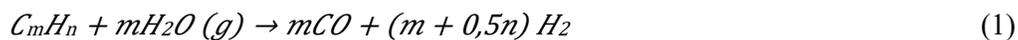
Figura 9 - Integração das fontes de energia da economia do hidrogênio



FONTE: Adaptado de [37]

2.3.1 Reforma a vapor do metano (SMR)

O processo de reforma a vapor consiste em uma reação química sobre um catalisador que, nas condições certas de pressão, temperatura e vapor d'água, fornece hidrogênio gasoso e óxidos de carbono, juntamente com outros compostos em baixas proporções. A rede de reações de reforma a vapor obedece às seguintes reações [38]:



Assim, o processo de reforma a vapor cria diversas possibilidades, entre elas a reforma de combustíveis líquidos e gasosos, e desta forma é possível produzir hidrogênio a partir da

reforma a vapor de hidrocarbonetos leves e pesados, metano, etano, propano, butano, reforma de gás natural, reforma da nafta, reforma de gases provenientes da gaseificação de carvão mineral ou Syngas [38], e tudo isso, torna o processo de reforma a vapor, o processo mais representativos na produção mundial de hidrogênio a partir de combustível fóssil. Atualmente, a reforma a vapor do metano é responsável por cerca de 76% da produção global de hidrogênio, que é de cerca de 70 milhões de toneladas anualmente a partir do gás natural [37]. Com relação à reforma dos combustíveis líquidos, vale citar e descrever a reforma do etanol.

Como visto nas reações descritas acima, existe uma ampla gama de produtos que podem ser utilizados como matérias-primas, sem composição química fixa. Como exemplo, o gás natural pode ser citado como constituído principalmente por gás metano (CH_4), mas também pode conter etano (C_2H_6), propano (C_3H_8), butano (C_4H_{10}) entre outros hidrocarbonetos. O processo de reforma do metano é simplificado, com base nas seguintes reações [38]:



A equação (5) representa a própria reforma do metano, que é uma reação endotérmica, que favorece a conversão do metano em altas temperaturas.



Conhecida como reação de deslocamento água-gás, responsável pela conversão de CO_2 .



Essa reação é chamada de reação de conversão do metano, que é uma reação fortemente endotérmica e, portanto, é favorecida por altas temperaturas.

A reforma de hidrocarbonetos como o metano pode levar à formação de carbono sólido. A forma mais simples de formação de carbono é pela decomposição de CH_4 .



Como pode ser visto nas oito reações apresentadas anteriormente, o gás hidrogênio produzido no processo de reforma a vapor não é um combustível limpo e contém vários compostos que podem ser contaminantes para aplicações como combustível a ser queimado em células a combustível. A presença de C, CO, CO_2 e outros contaminantes fazem com que a pureza desse gás como hidrogênio seja em torno de 37%. Assim, antes de estar disponível para

uso como hidrogênio automotivo, ele deve passar por um processo de limpeza para remover contaminantes que podem ser prejudiciais às células a combustível. Em seguida, as usinas SRM são acopladas a unidades de captura e armazenamento de CO₂ (CCS), que elevam a pureza do hidrogênio para 99%, porém, elevam o preço do gás produzido da ordem de 1,31 US\$/kg para até 2,06 US\$/kg, dependendo do preço do gás natural utilizado [37].

Já o processo de reforma do etanol ocorre em um equipamento denominado reformador de etanol. Este processo, começa quando o C₂H₅OH reage com o vapor de água seguido de uma série de reações que resultam em um gás composto de H₂, CO₂, CH₄, H₂O e cinzas em reações endotérmicas mostradas nas equações (9) e (10) [39].



Na reforma a vapor do etanol pode ocorrer uma série de reações paralelas e simultâneas, gerando subprodutos indesejáveis como o etileno, que é um precursor do coque. Essas reações são mostradas abaixo [39].

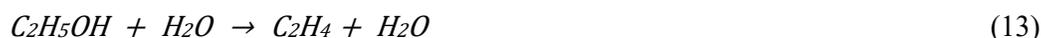
Reação de decomposição:



Hidrogenação:



Hidratação:



Hidrogenação:



Hidrogenação do Aceto aldeído:



O caminho racional envolvido durante a reforma do etanol é fortemente dependente do catalisador utilizado. Portanto, a escolha do catalisador é essencial para obter altas taxas de conversão de etanol em hidrogênio [39].

Assim como na reforma de combustíveis gasosos e hidrocarbonetos, o hidrogênio produzido a partir do etanol não é um gás puro e os contaminantes já foram citados. Portanto,

uma usina de reforma de etanol precisa ser acoplada as unidades de captura e armazenamento de CO_2 – (CCS), para eliminar contaminantes e elevar a pureza do hidrogênio para cerca de 95% [40], o que faz com que o preço do hidrogênio ao consumidor final seja da ordem de 1,63 US\$/kg [37].

2.3.2 Gaseificação

O processo de gaseificação pode ser definido como o processo no qual a matéria orgânica é transformada em gás combustível por meio da queima, em condições de escassez de ar em relação à queima estequiométrica. A biomassa refere-se em sentido lato, a qualquer tipo de matéria renovável de origem vegetal, animal ou resultante da sua transformação natural ou artificial. Esses materiais têm em comum a origem direta ou indireta do processo de fotossíntese, no qual toda energia provém da luz solar. O carvão mineral é um combustível fóssil extraído da Terra através da mineração. Sua origem veio da decomposição da matéria orgânica (restos de árvores e usinas) que se acumulou sob uma camada de água há milhões de anos. O soterramento dessa matéria orgânica por depósitos de argila e areia provocou aumento de pressão e temperatura, o que contribui para a concentração de átomos de carbono e expulsão de átomos de oxigênio e hidrogênio em um processo chamado de carbonificação.

O processo de gaseificação de biomassa não é novo e vem sendo utilizado há muito tempo. Esse processo foi descoberto na França e na Inglaterra no ano de 1798. No entanto, o desenvolvimento da tecnologia e seu uso real ocorreram somente após os anos 1860, quando foi usado na produção de gás a partir do carvão para iluminar grande parte da cidade de Londres. Em 1901, o processo de gaseificação foi usado para produzir combustível a partir de alimentos orgânicos. Em 1920, a maioria das cidades americanas era conectada e alimentada por gás municipal fornecido para aplicações de cozinha e iluminação. Durante a crise do petróleo iniciada em 1973, mais de 12.000 grandes gaseificadores com capacidade média de 1,0 MW foram instalados na América do Norte em um período de apenas 30 anos. A Inglaterra, por outro lado, continuou usando gás até o ano de 1970, porém, as usinas produtoras de gás de biomassa passaram a utilizar derivados de petróleo do Mar do Norte. Atualmente, na Índia, estima-se que haja uma capacidade instalada de cerca de 140 MW em usinas de gaseificação de biomassa [41].

O carvão, por outro lado, foi transformado em gás de síntese pela primeira vez em 1816. Hoje, a gaseificação do carvão é um processo bem estabelecido e existem 128 usinas de gaseificação em operação no mundo. O hidrogênio é produzido via gaseificação de carvão,

principalmente na China. Nos Estados Unidos da América, os processos de gaseificação do carvão contribuem com apenas 4% da produção nacional de hidrogênio [42].

Tanto os processos de gaseificação de biomassa quanto de gaseificação do carvão ocorrem em equipamentos chamados de gaseificadores.

No interior dos gaseificadores ocorrem uma série de reações químicas complexas [43]. De forma simplista, pode-se dizer que o primeiro passo do processo de gaseificação consiste na secagem da matéria prima para eliminar a umidade, seguindo-se dos processos de pirólise, oxidação do carbono, gaseificação propriamente dita, craqueamento do alcatrão, oxidação parcial dos produtos da pirólise, que ao final resulta em uma mistura de gases comumente chamada de gás de síntese, que é composto de H_2 , CO_2 , CH_4 , H_2O e cinzas nos casos em que a matéria-prima é a biomassa. Além dos constituintes acima, o enxofre (S) está contido no gás de síntese produzido quando a matéria prima é o carvão [41][43].

As reações envolvidas nos processos, conforme descritas em [41], [42] estão apresentadas a seguir:

1) Pirólise

Matéria prima + Calor \rightarrow Coque + Gás de síntese + Alcatrão + Condensáveis.

2) Oxidação do carbono.



3) Reação de redução de Boudouard



4) Reação gás-água ou reação carbono-vapor



5) Reação de formação do metano



6) Reações de gás e água



Em todos os processos de gaseificação, o gás produzido necessita de condicionamento, incluindo a remoção do alcatrão, que é constituído, na sua maioria, por moléculas de compostos aromáticos.

A formação de alcatrão pode ser minimizada pelo controle das condições operacionais do gaseificador [42], e um dos processos de minimização do alcatrão indicado, é o craqueamento, que é realizado conforme a reação (23).

7) Reação de craqueamento do alcatrão:



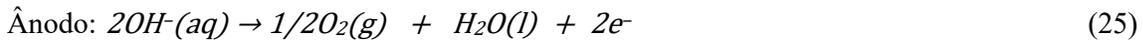
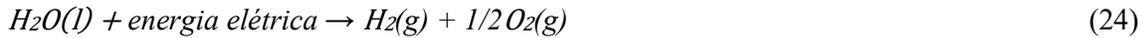
Assim, como nos processos de reforma a vapor, o hidrogênio produzido nos processos de gaseificação de biomassa e de carvão não é um gás puro, mas contém uma série de contaminantes que precisam ser eliminados. Portanto, a usina de gaseificação precisa de uma unidade de captura e armazenamento de CO₂, e isso faz com que a pureza do hidrogênio produzido a partir do carvão suba de 20% para 95%, e a pureza do hidrogênio produzido a partir da gaseificação da biomassa suba de 40% para 95% [37].

2.3.3 Eletrólise

A eletrólise da água é um processo eletroquímico em que a energia elétrica é a força motriz das reações químicas. O equipamento básico é o eletrolisador composto por dois eletrodos chamados de ânodo e de cátodo. Trata-se de um processo simples e flexível por aceitar praticamente qualquer fonte de energia primária capaz de gerar eletricidade, com eficiência superior às máquinas térmicas convencionais e produz hidrogênio com pureza superior a 99% [3].

O processo consiste basicamente em aplicar uma diferença de potencial em corrente contínua entre os eletrodos inseridos em uma solução de água e um eletrólito, fazendo circular corrente elétrica entre eles, que quebra a molécula de água em hidrogênio e oxigênio. Na eletrólise, os íons de hidrogênio, que são carregados positivamente, migram para o cátodo carregado negativamente, onde são reduzidos para formar o gás hidrogênio (H₂). Os íons de oxigênio carregados negativamente migram para o ânodo carregado positivamente, onde são oxidados para formar o gás oxigênio (O₂). Um separador cerâmico ou de material micro-poroso colocado entre o ânodo e o cátodo separa o hidrogênio do oxigênio. A passagem da corrente

elétrica por pequenas diferenças de potencial é facilitada pela redução da resistência elétrica da célula, com o uso de eletrólitos, o que facilita o transporte de íons necessários ao processo. As equações envolvidas no processo são mostradas abaixo [3]:



Assim, um mol de água submetido a uma corrente elétrica equivalente a dois mols de elétrons produz um mol de hidrogênio e meio mol de oxigênio, sem nenhuma impureza e emissões associadas ao processo de produção. Então, a relação estequiométrica na conversão de água em hidrogênio é de 9,0 kg de água por 1,0 kg de hidrogênio [3].

A eletrólise é explicada com base nas teorias da termodinâmica dos gases, eletroquímica e transferência de calor, e sua modelagem matemática é mostrada mais a frente.

A Tabela 2 mostra a performance operacional das tecnologias de produção de hidrogênio em larga escala em termos do capital necessário para implantar, custo de produção, depleção da matriz energética, pureza do hidrogênio produzido e emissões de gases de no processo de produção.

Tabela 2 - Performance dos processos de produção de hidrogênio

	Capital (US\$/kW)	Custo (US\$/kg)	Depleção (BTU/kg)	Pureza (%)	Emissões kgCO2/kg
Gaseificação do carvão sem CCS (*)	2.670 [44]	1,34 [15]	223.253 [45]	20 [2]	20,2 [46]
Gaseificação do carvão com CCS	2.780 [44]	1,63 [15]	223.253 [45]	95 [2]	2,1 [46]
Reforma do gás natural sem CCS	910 [44]	2,08 [15]	158.191 [45]	37 [2]	8,9 [46]
Reforma do gás natural com CCS	1.680 [44]	2,27 [15]	160.595 [45]	99 [2]	1,0 [46]
Eletrólise <i>on-grid</i>	900 [44]	4,3 [15]	170.607 [45]	99,99 [47]	1,0 [**]
Eletrólise eólica <i>off-grid</i>	2.120 [2]	5,96 [15]	0 [45]	99,9 [47]	0 [46]
Eletrólise fotovoltaica <i>off-grid</i>	2.000 [2]	8,19 [15]	0 [45]	99,9 [47]	0 [46]

(*) CCS - Captura e estocagem de carbono.

[**] Depende da matriz elétrica.

Assim, conforme mostra a Tabela 2, existem diversos processos capazes de produzir hidrogênio em larga escala e cada um deles apresenta vantagens e desvantagens. Por um lado, é possível produzir hidrogênio com emissão zero de carbono e que não esgota a matriz energética, no processo de eletrólise usando com água e energias renováveis, com custo na faixa de 5,96 a 8,19 US\$/kg de hidrogênio. Por outro lado, é possível produzir hidrogênio a custo na faixa de 1,34 a 2,08 US\$/kg de hidrogênio nos processos de gaseificação do carvão e da biomassa, e na reforma do gás natural, mas resultará na depleção da matriz energética da ordem de 223.253 BTU/kg de hidrogênio produzido e emissões de gases de efeito estufa da ordem de 20 kg de dióxido de carbono por kg de hidrogênio produzido. A implantação de sistemas de purificação de hidrogênio com captação e estocagem de dióxido de carbono (CCS), aumenta a pureza do hidrogênio, minimiza as emissões para a atmosfera, porém eleva o preço final do hidrogênio para a faixa de 1,63 a 2,27 US\$/kg [15]. Tudo isso justifica a opção utilizada hoje, de se produzir hidrogênio pelos processos de reforma do gás natural e gaseificação do carvão. Os custos baixos desses processos de produção, porém, não refletem os custos ambientais associados ao seu uso [26].

2.4 Usos do hidrogênio como vetor energético

Atualmente, os principais usos do hidrogênio são como matéria-prima para a indústria química na produção de amônia, alimentos e medicamentos; na indústria petroquímica e nas refinarias de petróleo para enriquecimento energético de seus derivados; na fabricação de vidros; na indústria metalúrgica na produção de metais, e na indústria eletrônica em processo de fabricação de semicondutores [13]. Outros potenciais usos são:

- **Uso na indústria:** O hidrogênio pode substituir o coque e o gás natural como agente redutor na produção de ferro e aço; e ser utilizado como insumo energético nas indústrias de cimento, fertilizantes, petroquímicos [13], metanol [28]. Atualmente, em toda a indústria, a demanda anual por hidrogênio já é de 51,0 Mt, suprida por fontes não renováveis. Todo esse hidrogênio é usado como matéria-prima para produção química de amônia na indústria de fertilizantes (65%), na produção de metanol (25%) e como agente redutor nos processos de fabricação de ferro e aço, na indústria siderúrgica [13], que responde por 10% da demanda. Porém, o hidrogênio poderia ser usado para substituir óleo combustível, o gás natural e o carvão, utilizados para produzir calor para os processos térmicos da indústria em geral. Assim, o hidrogênio produzido por

eletrólise alimentada por energia renovável pode ser o caminho para a descarbonização da indústria [28].

- **Combustível para célula combustível:** Esta não é uma ideia nova. Os princípios operacionais das células de combustível foram demonstrados inicialmente em 1839 no *Royal Institution of London* pelo físico inglês, Sir William Grove, que mostrou a reversibilidade da eletrólise da água. A primeira aplicação prática de células de combustível é creditada a Francis T. Bacon, da Universidade de Cambridge. Em 1950, Bacon publicou resultados inovadores de um protótipo de célula alcalina. As células de combustível tornaram-se conhecidas mundialmente quando a *National Aeronautics and Space Administration* (NASA) as usou no programa Apollo durante a década de 1950 e posteriormente no programa Gemini. As células à combustível são uma tecnologia muito conveniente para a descarbonização do planeta por não serem poluentes, produzir eletricidade, calor e ter como subproduto água potável a partir do hidrogênio. Nos últimos anos, as células a combustível surgiram como a inovação mais promissora no mercado de energias alternativas para aplicações estacionárias, portáteis e automotivas, como um sistema natural de conversão de energia a partir do hidrogênio produzido por eletrólise. O que mais chama a atenção nas células à combustível é sua construção, que pode ser limpa, compacta, sua tecnologia modular e o fato de não produzir emissões para o meio ambiente durante a operação [48].

As células à combustível são dispositivos eletroquímicos às vezes comparados às baterias de automóveis convencionais. Porém, há uma diferença fundamental em que o combustível e o oxidante são fornecidos às células a combustível continuamente para que possam gerar energia elétrica continuamente. Portanto, uma célula à combustível é importante como vetor de energia, combinando-se com o combustível armazenado como uma fonte potencial de energia. Enquanto as células de combustível são baseadas puramente na reação eletroquímica do hidrogênio, nas baterias comuns os reagentes são consumidos ou devem ser regenerados por meio de recarga elétrica, como nas baterias automotivas de chumbo-ácido. O hidrogênio se combina com o oxigênio dentro de um processo sem combustão, liberando energia elétrica em corrente contínua [48], que pode ser transformada em corrente alternada através de conversores DC/AC ou inversores de frequência e assim, pode ser conectada ao um sistema elétrico convencional ou alimentar um motor elétrico para tracionar um veículo elétrico. Assim, as células a combustível em associação com hidrogênio constituem elementos chaves para descarbonizar os setores de geração de energia e transportes em todo o mundo.

- **Geração de energia:** O hidrogênio pode ser utilizado como combustível para a termelétricas e queimados em turbinas a gás em usinas de ciclo simples e de ciclo combinado, substituindo o gás natural e o óleo combustível usados atualmente. Além disso, a associação de célula a combustível com hidrogênio pode substituir a máquina térmica convencional nas usinas termelétricas, com maior eficiência de conversão de energia química em energia elétrica [13].
- **Transportes:** O setor de transporte é responsável por mais de 20% das emissões globais de gases de efeito estufa e por 25% da demanda final de energia, com os derivados de petróleo fornecendo 90% da energia que consome. Até o momento, o uso de hidrogênio no setor tem sido limitado, representando menos de 0,01% da energia consumida [28].

O hidrogênio associado com célula combustível pode substituir os motores de Ciclo Otto e de Ciclo Diesel, com elevada eficiência e sem emissões. Essa aplicação pode ter um papel importante na redução das emissões a partir de veículos leves, veículos utilitários, caminhões leves, caminhões pesados, microônibus, ônibus, trens, navios e aviões [13].

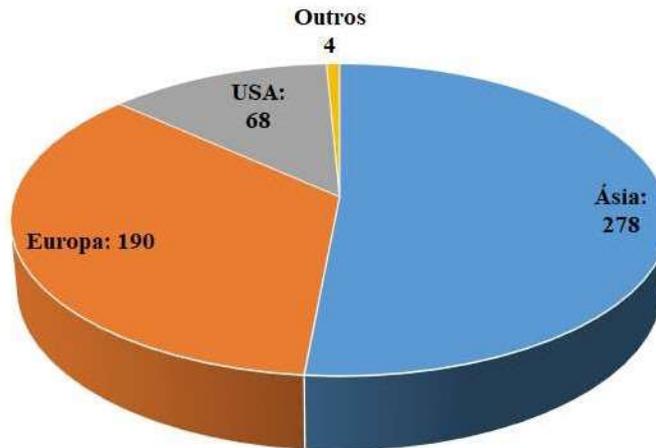
O crescimento do consumo de hidrogênio é necessário para a descarbonização do setor de transporte global, e isso já começa acontecer. No final do ano de 2020, aproximadamente 34.804 veículos elétricos equipados com célula combustível (FCEV) estavam nas estradas de vários países do mundo. Esse total inclui veículos de passageiros, ônibus, veículos leves e médio e caminhões de serviço pesado. Naquele ano, 10.093 veículos estavam circulando nas rodovias da Coreia do Sul, 9.252 nos Estados Unidos da América, 8.433 na China, 4.200 no Japão e o restante na União Europeia [47]. Além disso, os estoques de veículos a hidrogênio cresceram em média 70% ao ano de 2017 a 2020, e 40% em 2020 [28].

Em junho de 2021, mais de 40.000 veículos elétricos equipados com célula combustível (FCEV) estavam nas estradas em todo o mundo. No primeiro semestre daquele ano, mais de 8.000 FCEVs foram vendidos, com vendas mensais recorde registradas na Califórnia (759 em março) e na Coreia (1.265 em abril). As vendas globais de veículos movidos a FCVE concentrou-se principalmente em veículos leves de passageiros, como Hyundai NEXO, Honda Clarity e Toyota Mirai, mas outros fabricantes anunciaram planos para lançar novos modelos nos próximos anos [28].

No final de 2020, estavam em funcionamento 540 estações de reabastecimento de hidrogênio, entre instalações públicas e privadas. A Figura 10 mostra a distribuição dessas estações no mundo. Uma análise continental revela que a maioria está concentrada na Ásia, com um total de 278, seguida pela Europa, com 190, e 68 na América do Norte. Os países

com maiores números de estações são: o Japão com 137 estações, seguido da Alemanha com 90, a China 85 e os Estados Unidos da América com 68 estações [47].

Figura 10- Estações de reabastecimento de hidrogênio no final de 2020



FONTE: [47]

2.5 Armazenamento, distribuição e transporte de hidrogênio

Nas condições ambientais o hidrogênio é um gás. É neste estado físico que ele é mais frequentemente produzido, transportado e armazenado. Existem vários métodos e técnicas diferentes para armazenar hidrogênio, que são dependentes de dois parâmetros: a quantidade e a duração do armazenamento. Em geral, os métodos mais desenvolvidos para armazenar hidrogênio são os seguintes: 1) armazenamento de hidrogênio gasoso – em gasômetros, em cilindros pressurizados e em armazenamento geológico; 2) armazenamento de hidrogênio liquefeito e 3) armazenamento em compostos sólidos [9].

2.5.1 Armazenamento em gasômetros

A maneira mais simples de armazenar hidrogênio, consiste em mantê-lo em reservatórios que possam ter o seu volume alterado. Esses reservatórios são conhecidos como gasômetros e são muito utilizados na indústria de biogás. Este tipo de armazenamento é a baixa pressão, ocupa muito espaço e, portanto, é adequado para estocagem de curta duração [49], como estocagem intermediária, conectado na saída do eletrolisador e na entrada do compressor que envia para a estocagem final à alta pressão.

2.5.2 *Armazenamento em cilindros pressurizados*

Para armazenamento de hidrogênio em cilindros pressurizados, existem quatro tipos diferentes de recipientes mais comuns:

Tipo I: Recipiente pressurizado feito de metais. Essa forma de armazenagem é bastante comum, econômica e robusta. Os cilindros são construídos em aço ou alumínio e podem suportar até 50 MPa;

Tipo II: Recipiente pressurizado feito de aço com compostos de fibra de vidro. A tensão estrutural é distribuída uniformemente entre o aço e os materiais compostos. O custo é 50% maior, pesa 30 a 40% menos, e suporta maior pressão do que os recipientes do Tipo I;

Tipo III: Recipiente pressurizado feito de fibra de carbono com revestimento em alumínio, que também serve de vedação. Nesse tipo de vaso de pressão, o revestimento suporta até 5% da tensão mecânica. Esse tipo de recipiente pressurizado provou ser eficaz para pressões operacionais de até 45 MPa, é mais leve que os recipientes do Tipo II, mas custa o dobro do preço;

Tipo IV: Recipiente totalmente composto. O revestimento é geralmente feito de um polímero como polietileno de alta densidade, e a carga estrutural é suportada por fibra de carbono ou compostos de vidro de carbono. Suporta pressões de até 100 MPa, é mais leve e o custo é mais alto que os demais tipos.

2.5.3 *Armazenamento de hidrogênio liquefeito*

A liquefação do hidrogênio ocorre em temperaturas muito baixas, cerca de - 250 °C, e manter o hidrogênio a uma temperatura tão baixa, é provavelmente o maior desafio do armazenamento criogênico.

O processo de liquefação envolve compressão, resfriamento e expansão afim de modificar o estado físico do hidrogênio do estado gasoso para o estado líquido, conforme o ciclo termodinâmico de liquefação de Linde [49].

Um recipiente criogênico poderá armazenar grandes quantidades de hidrogênio, cerca de cinco vezes em massa, que em cilindro comprimido de mesmo volume. Em termos de proteção, os vasos criogênicos possuem uma camada extra de isolamento (jaqueta a vácuo) que evita acidentes em temperaturas criogênicas [52].

As perdas de energia no processo de armazenagem são devidos a transferência de calor por irradiação, convecção e por condução nas paredes externas do recipiente e por evaporação. A taxa de evaporação é função do tamanho, da forma e do isolamento térmico do recipiente [49], pois as perdas por transferência de são proporcionais a razão superfície/volume [52]. Para

cilindro de parede dupla as perdas por evaporação são de 0,4%/dia para cilindros de 50 m³, de 0,2%/dia para volumes de 100 m³ e de apenas 0,06%/dia em volumes de 20.000 m³[49].

Na forma líquida, o hidrogênio pode ser estocado em tanques de formato cilíndrico ou em tanques de formato esférico. Porém, a maioria dos tanques de hidrogênio líquido são esféricos, porque esta forma tem a menor superfície de transferência de calor por unidade de volume. Os tanques cilíndricos são às vezes usados porque são mais fáceis serem construídos do que os tanques esféricos.

2.5.4 *Armazenamento como hidretos de metálicos*

O armazenamento de hidrogênio em hidreto metálico usa um composto metálico específico que atua como um absorvedor e libera hidrogênio a pressão constante. A pureza do hidrogênio usado tem uma relação direta com a vida útil do cilindro de armazenamento de hidreto metálico. Esse tipo de armazenamento é adequado para carros com célula de combustível de hidrogênio, onde os cilindros vazios podem ser facilmente trocados por cilindros cheios.

2.5.5 *Armazenamento geológico*

O armazenamento geológico de hidrogênio é uma das tecnologias mais promissoras para grandes quantidades de gás a baixa pressão, para estocagem por tempo longo. Nesse tipo de armazenamento, o hidrogênio pode ser armazenado em cavernas de rocha escavadas, cúpulas de sal, campos de petróleo e de gás natural esgotados [49].

2.6 **Distribuição e transporte de hidrogênio**

O hidrogênio pode ser transportado nas formas gasosa, líquida ou sólida, como um composto intermediário como a amônia ou como hidreto metálico [49].

2.6.1 *Transporte de hidrogênio gasoso*

Existem duas formas usuais de transportar hidrogênio gasoso: em gasodutos, quando se trata de grandes massas e/ou fornecimento contínuo de gás, por tempo suficiente para amortização do investimento no gasoduto, em cilindros pressurizados, destinados à distribuição a granel do hidrogênio. Estima-se que o custo de transporte de hidrogênio em gasoduto seja de 50-80% maior que o custo de transporte de gás natural [49].

Existem gasodutos operando com hidrogênio há anos, sem que tenham registros de eventos extraordinários durante o uso. O maior gasoduto de hidrogênio existente é de propriedade da *Air Liquid*, com 400 km de extensão, do norte da França até a Bélgica [49].

2.6.2 Transporte de hidrogênio liquefeito

O hidrogênio pode ser transportado no estado líquido em tanques criogênicos. As principais desvantagens são a energia gasta no processo de liquefação, os custos dos tanques criogênicos, as perdas sistemáticas de gás devidas à evaporação e elevado custo operacional.

Já as principais vantagens são o menor custo de capital, quando comparado com opção gasoduto, elevada densidade de produto transportado, que é de cerca de 10 vezes maior que no caso do hidrogênio gasoso sob alta pressão [49].

O meio de transporte de hidrogênio líquido, depende da quantidade transportada e da distância de transportes: em caminhões criogênicos para pequenas distância e quantidade; carretas criogênicas, trens com vagões criogênicos e em barcaças com tanques criogênicos para médias distâncias e em navios criogênicos para o transporte internacional, em casos de exportação, como se faz hoje com o gás natural [49].

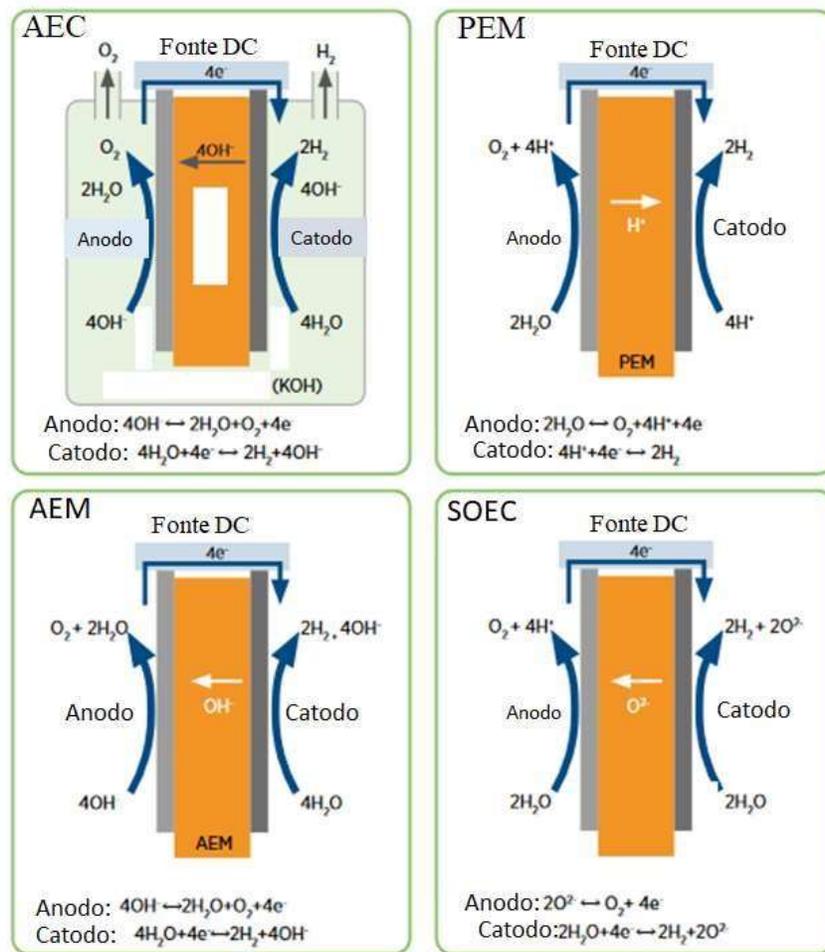
Para minimizar os custos, na visão deste trabalho, o hidrogênio deve ser produzido de forma distribuída, no próprio local de consumo e estocado na própria usina, que é o local de entrega aos consumidores finais - os automóveis.

2.7 Eletrolisadores

Como dito anteriormente, o dispositivo que converte energia elétrica em hidrogênio chama-se de eletrolisador. Existem quatro tipos de eletrolisadores: a) AEC - Eletrolisador Alcalino b) PEM - Eletrolisador de Membrana de Troca de Prótons, c) AEM - Eletrolisador de Membrana de Troca Aniônica, e d) SOEC- Eletrolisador de Óxido Sólido [3], que são resultados de associações de células eletrolíticas em série e em paralelo.

Os princípios das células eletrolíticas presentes nos eletrolisadores disponíveis comercialmente são mostrados na Figura 11, onde pode se vê os quatro tipos eletrolisadores citados, as reações eletroquímicas que ocorrem no interior de cada um deles, a movimentação dos íons, o eletrólito, os eletrodos, e a fonte DC de energia elétrica.

Figura 11 - Eletrolisadores



FONTE: Adaptado de [3]

Porém, apenas os dois primeiros tipos de eletrolisadores, o AEC - alcalino e PEM - *Proton Exchange Membrane*, são capazes de produzir hidrogênio em larga escala, com potência da ordem de 1,0 MW por unidade. Os outros dois tipos são eletrolisadores de no máximo 5,0 kW de capacidade [3] e, portanto, não são de interesse desse trabalho.

2.7.1 AEC - Eletrolisador Alcalino

Os eletrolisadores alcalinos usam um eletrólito que contém uma solução aquosa, porém o eletrólito mais comum é o hidróxido de potássio (KOH). São constituídos de células eletrolíticas simples, de níquel, com dimensão em conformidade com a capacidade do eletrolisador, frequentemente, construídos com área de até 3 metros quadrados (m²). Eles operam com temperatura na faixa de 70-90 °C com KOH altamente concentrado, tipicamente 57 moles de soluto por litro de solução [mol/l]) como eletrólito, diafragmas robustos à base de

ZrO_2 . O portador de carga é o íon hidroxila (OH^-) com KOH e água permeando através dos poros do diafragma para permitir que as reações eletroquímicas ocorram [3]. A Tabela 3 mostra o estado da arte dos eletrolisadores alcalinos.

Tabela 3 - Estado da arte dos eletrolisadores alcalinos

Parâmetros técnicos	Evolução da performance		
	Unidade	Atual (2024)	Em 2050
Densidade nominal de corrente	A/cm ²	0,2 - 0,8	>2,0
Tensão nominal/célula	V	1,4 - 3,0	<1,7
Temperatura de operação	Graus Celsius	70 - 90	>90
Pressão da célula	Bar	<30	>70
Tempo de partida a frio	Minutos	<50	<30
Faixa de carga	%	15 - 100	5 - 120
Pureza do hidrogênio	%	99,9 - 99,9998	a mesma
Eficiência de tensão (LHV)	%	50 - 68	>70
Eficiência elétrica da célula	kWh/kg H ₂	47 - 68	<42
Eficiência do sistema	kWh/kg H ₂	50 - 78	<45
Vida útil	horas	60.000	>100.000
Potência Nominal	MW	1	10
Área dos eletrodos	cm ²	10.000 - 30.000	>10.000
Custo do eletrolisador	US\$/kW	270	<100
Custo do sistema	US\$/kW	500 - 1000	<200

FONTE: [3]

A Tabela 3 mostra o estado da arte dos eletrolisadores alcalinos, onde pode se vê que este tipo de equipamento já tem tecnologia madura, e que é possível encontrar eletrolisadores com potência da ordem de 1,0 MW; vida útil de 60.000 horas de operação; possibilitando usinas com consumo de energia elétrica na faixa de 50 - 78 kWh/kg de hidrogênio e CAPEX na faixa de 500 a 1.000 US\$/kW. Porém, a tecnologia desse tipo eletrolisador ainda está em desenvolvimento, mesmo tendo tecnologia madura, e espera-se que em 2050 já seja possível encontrar eletrolisadores desse tipo com potência da ordem de 10,0 MW; eficiência superior a 70% e vida útil de 100.000 horas de operação; possibilitando o projetos de usinas com consumo de energia menor que 45 kWh/kg de hidrogênio e CAPEX na ordem de 200 US\$/kW [3].

2.7.2 PEM - Eletrolisador de Membrana de Troca de Prótons

A diferença fundamental entre os eletrolisadores PEM e os alcalinos, está no eletrólito. Os eletrolisadores alcalinos usam eletrólitos líquidos, como se viu no parágrafo anterior, já os eletrolisadores PEM usam um eletrólito polimérico sólido para transferir prótons [3].

A Tabela 4 mostra o estado da arte dos eletrolisadores PEM, onde pode se vê que este tipo de equipamento já tem tecnologia madura para eletrolisadores com potência da ordem de

1,0 MW, potência esta dez vezes menor do que a potência dos eletrolisadores alcalinos; vida útil de 80.000 horas de operação, que 20% maior que a vida útil dos eletrolisadores alcalinos de mesma potência, possibilitando usinas com consumo específico de energia elétrica na faixa de 50 - 83 kWh/kg de hidrogênio, porém, com CAPEX na faixa de 700 a 1.400 US\$/kW, custo este, mais elevado que os eletrolisadores alcalinos.

Embora a potência nominal dos eletrolisadores tipo PEM ainda seja da ordem de 1,0 MW, os fabricantes ainda estão buscando desenvolvimento de potência maiores, e o mercado espera que em 2050, já seja possível encontrar eletrolisadores desse tipo com potência da ordem de 10,0 MW; vida útil maior que 100.000 horas de operação; possibilitando usinas com consumo específico de energia elétrica menor que 45 kWh/kg de hidrogênio e CAPEX na ordem de 200 US\$/kW [3].

Tabela 4 - Estado da arte dos eletrolisadores PEM

	Evolução da performance		
	Unidade	Atual (2024)	Em 2050
Densidade nominal de corrente	A/cm ²	1,0 - 2,0	04/jun
Tensão nominal/célula	V	1,0 - 2,5	<1,7
Temperatura de operação	Graus Celsius	50 -80	>80
Pressão da célula	Bar	<30	>70
Tempo de partida a frio	Minutos	<20	<5
Faixa de carga	%	5 - 120	5 - 120
Pureza do hidrogênio	%	99,9 - 99,999	a mesma
Eficiência de tensão (LHV)	%	50 - 68	>80
Eficiência elétrica da célula	kWh/kg H ₂	47 - 68	<42
Eficiência do sistema	kWh/kg H ₂	50 - 83	<45
Vida útil	horas	80.000	>100.000
Potência Nominal	MW	1	10
Área dos eletrodos	cm ²	1.500	>10.000
Custo do eletrolisador	US\$/kW	400	<100
Custo do sistema	US\$/kW	700 - 1400	<200

Além dos aspectos mencionados nos parágrafos anteriores, existem algumas vantagens e desvantagens dos eletrolisadores PEM em relação aos eletrolisadores alcalinos [12] são elas:

- **Vantagens** - não há necessidade um eletrólito líquido; a massa e as dimensões gerais do eletrolisador são menores, menor relação de conversão em kWh/kgH₂.
- **Desvantagens** - a operação de um eletrolisador PEM depende do uso de catalisadores metálicos e de um eletrólito polimérico sólido para transferir prótons, que são caros, fazendo com que o CAPEX de uma usina com esse tipo de eletrolisador seja maior que uma usina de mesma capacidade com eletrolisador alcalino.

Por tudo isso, a usina objeto deste estudo será equipada com eletrolisadores alcalinos, cujo estado da arte dos eletrolisadores comerciais, é mostrado a seguir.

2.7.3 *Eletrolisadores alcalinos comerciais*

Esta pesquisa identificou vários fabricantes de eletrolisadores alcalinos, de diferentes tecnologias e marcas, que poderiam ser citados neste trabalho. Porém, dentre os 20 maiores fabricantes do mundo, duas marcas chamaram atenção e ilustram o estado da arte dos eletrolisadores desta pesquisa:

- 1) **NEL Hydrogen** - os eletrolisadores NEL vem sendo fabricados desde o ano de 1927 em Oslo na Noruega. A NEL tem sido pioneira na indústria do hidrogênio há quase um século, atendendo aos mercados de produção de gás hidrogênio para a indústria de fertilizantes. Ela fabrica eletrolisadores e fornece postos de abastecimento de hidrogênio. Além disso, é líder mundialmente reconhecida em tecnologias de eletrólise de água alcalina e PEM [53][54]. A Tabela 5 mostra as especificações técnicas de três eletrolisadores NEL.

Na Tabela 5, é fácil observar que a NEL disponibiliza eletrolisadores comerciais de pequenas taxas de produção, como o eletrolisador NEL-A150, que é capaz de produzir até 150 kg de hidrogênio por dia e eletrolisadores de elevadas taxas de produção como o eletrolisador NEL-A1000, que é capaz de produzir mais de 2.000 kg de hidrogênio por dia [54].

Além disso, os eletrolisadores alcalinos NEL são capazes de produzir hidrogênio com pureza de 99,9% sem necessidade de qualquer processo de purificação, e com pureza de até 99,999% com processo de purificação, e são capazes de operar na faixa de 15% a 100% de sua capacidade nominal, com consumo específico de energia elétrica na faixa de 3,8 a 4,4 kWh/Nm².

Tabela 5 - Especificação eletrolisadores NEL

ESPECIFICAÇÃO	UNIDADE	NEL-A150	NEL – A485	NEL – A1000
Tecnologia	-	Alcalino	Alcalino	Alcalino
Taxa de produção	Nm ³ /h	50-150	300-485	600-970
Produção de hidrogênio	kg/24h	108-324	647-1.046	1.295-2.094
Capacidade dinâmica	%	15-100	15-100	15-100
Consumo específico de energia	kWh/Nm ³	3,8-4,4	3,8-4,4	3,8-4,4
Pureza do H ₂ com purificação	%	99,99-99,999	99,99-99,999	99,99-99,999
Pureza do H ₂ sem purificação	%	99,9	99,9	99,9
Pressão	bar	1-200	1-200	1-200
Solução eletrolítica KOH	%	25	25	25
Área de eletrodos	m ²	150	225	350
Potência nominal	MW	NI	NI	NI

NI: Não Informado

FONTE: [54]

Os eletrolisadores especificados na Tabela 5, se associados em paralelo, podem resultar em usinas de eletrólise de elevada capacidade de produção de hidrogênio[54].

2) LONGi Hydrogen - O Grupo LONGi é o gigante solar da China. A LONGi Hydrogen é uma subsidiária da LONGi Gree EnergyTechnology Co. Ltda, que produz sistemas de produção de hidrogênio por eletrólise alcalina da água em larga escala. O Grupo LONGi está empenhado em se tornar uma empresa líder global em equipamentos com tecnologia para produção de hidrogênio verde, uma vez que o Grupo LONGi, em 2023, já ocupava a segunda posição do *Ranking* mundial na venda de módulos fotovoltaicos [53][55], uma das fontes de energias elétrica para usinas de hidrogênio verde.

A Tabela 6 mostra as especificações técnicas de três eletrolisadores comerciais da marca LONGi, onde pode se ver que é possível produzir até 1500 Nm³/h de operação usando o eletrolisador LHy-A1500, com potência nominal de 7,5 MW, capaz de operar na faixa de 25% a 115% da capacidade nominal, consumindo de 3,9 a 4,4 kWh/Nm³, com pureza de 99,999%, usando solução eletrolítica contendo 30% de KOH [54][55].

Tabela 6 - Especificação eletrolisadores LONGi

ESPECIFICAÇÃO	UNIDADE	LHy-A800	LHy-A1000	LHy-A1500
Tecnologia	-	Alcalino	Alcalino	Alcalino
Taxa de produção	Nm ³ /h	800	1000	1500
Produção de hidrogênio	kg/24h	NI	NI	NI
Capacidade dinâmica	%	25 - 115	25 - 115	25 - 115
Consumo de energia	kWh/Nm ³	3,9 a 4,4	3,9 a 4,4	3,9 a 4,4
Pureza do H ₂ com purificação	%	NI	NI	NI
Pureza do H ₂ sem purificação	%	99,999	99,999	99,999
Pressão	bar	16	16	16
Solução eletrolítica KOH	%	30	30	30
Área de eletrodos	m ²	NI	NI	NI
Potência nominal	MW	4,0	5,0	7,5

NI: Não Informado

FONTE: [55]

Os eletrolisadores especificados na Tabela 6, se associados em paralelo podem resultar em usinas de elevada capacidade de produção de hidrogênio [55].

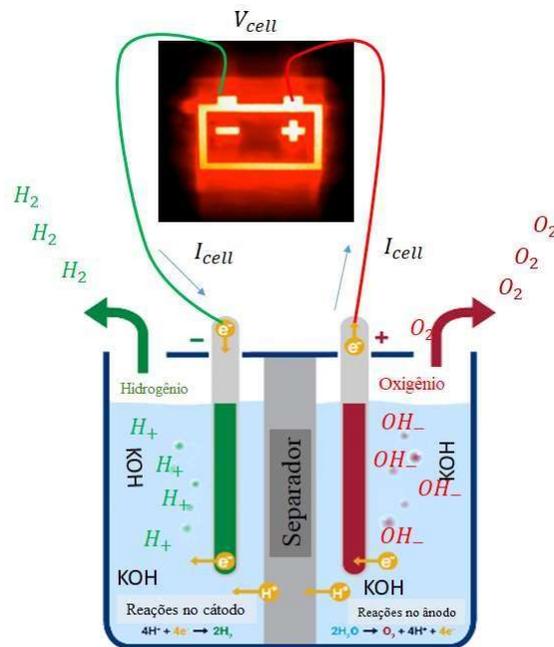
Então, de tudo que foi descrito neste capítulo, é possível afirmar que é possível produzir hidrogênio verde em larga escala, com elevadas pureza e eficiência, no próprio local de distribuição ao consumidor final, e que o estado da arte dos eletrolisadores comerciais é suficientemente maduro para suportar um eventual programa de hidrogênio no Brasil.

2.8 A eletrólise alcalina

A nível elementar, a eletrólise ocorre em um dispositivo elétrico denominado de célula eletrolítica, que é constituída por um par de eletrodos metálicos separados por uma membrana, imersos em uma solução eletrolítica, conforme está ilustrada na Figura 12, e funciona, basicamente, assim: ao se aplicar uma diferença de potencial (V_{cell}) em corrente contínua (DC) entre os seus eletrodos inseridos em uma solução de água e um eletrólito, faz circular uma corrente elétrica (I_{cell}) também contínua entre os mesmos, que quebra a molécula da água em moléculas de hidrogênio e oxigênio.

No processo, os íons de hidrogênio, que são carregados positivamente, migram para o cátodo, que é carregado negativamente, onde são reduzidos formando moléculas de gás hidrogênio (H_2); os íons de oxigênio, que são carregados negativamente, migram para o ânodo, que é carregado positivamente, onde são oxidados para formar moléculas de gás oxigênio (O_2). A passagem da corrente elétrica (I_{cell}), através de pequenas diferenças de potencial, é facilitada com a redução da resistência elétrica (R_{cell}) da célula com o uso de eletrólito [59]. O eletrólito mais utilizado na eletrólise alcalina é o hidróxido de potássio (KOH), misturado com água do processo, formando uma solução aquosa em proporção que varia entre 20 e 45% em massa, que facilita o transporte de íons necessário ao processo, sem participar dele [12][34], então, a eletrólise não é um processo espontâneo [60].

Figura 12 - Representação de uma célula eletrolítica



FONTE: Adaptado de [50]

2.8.1 A demanda por energia pela eletrólise

A energia utilizada na eletrólise é a energia elétrica em corrente contínua, cuja demanda (W_{cell}) em qualquer instante por uma célula eletrolítica, como mostrada na Figura 15, é dada pelo produto da tensão aplicada nos terminais da célula (V_{cell}) pela corrente elétrica que circula na célula (I_{cell}) [12][51], e é expressa pela equação (27).

$$W_{cell} = V_{cell} \cdot I_{cell} \quad (27)$$

Se a tensão é expressa em V e a corrente em Ampères, a potência é dada em W ou Watts.

2.8.2 Energia elétrica consumida

Já a energia elétrica consumida (E_{Cell}) por uma célula eletrolítica durante o processo de eletrólise, no qual é aplicada uma tensão (V_{Cell}) e faz circular uma corrente I_{Cell} entre seus eletrodos, durante um período de tempo Δt é dada pela equação (28) [12][51].

$$E_{Cell} = \int_{t_0}^t (V_{cell} \cdot I_{cell}) dt \quad (28)$$

Se a potência é expressa em W e o tempo em horas, então a energia elétrica consumida é dada em Wh.

2.8.3 A taxa de produção de hidrogênio

De acordo com a lei de Faraday, a taxa de produção de hidrogênio (f_{H_2}) em uma célula eletrolítica em $\frac{Nm^3}{h}$, é diretamente proporcional à taxa de transferência de elétrons nos eletrodos (z), que por sua vez, é equivalente à corrente elétrica na célula eletrolítica e é expressa pela equação (29)[12][34].

$$f_{H_2} = \eta_F \frac{I_{Cell}}{zF} \quad (29)$$

Onde, $z = 2$ corresponde ao número de elétrons transferidos em cada reação, F é a constante de Faraday igual a 96.485 C/mol, I_{Cell} é a corrente elétrica circulando na célula, e η_F é rendimento Faraday da célula eletrolítica. O rendimento Faraday (η_F) é definido como a relação entre o valor máximo da quantidade de hidrogênio produzida e o valor máximo teórico.

2.8.4 A produção de hidrogênio por uma célula eletrolítica

E a produção de hidrogênio (Q_{Cell}) em Nm^3 , por uma célula eletrolítica, é dada pela equação (30) [12][34].

$$Q_{Cell} = \int_{t_0}^t \left(\frac{\eta_F I_{cell}}{zF} \right) dt \quad (30)$$

2.8.5 O consumo específico de energia elétrica

O consumo específico de energia elétrica (C_{Cell}) de uma célula eletrolítica durante um período de tempo Δt , é dada pela relação entre a energia elétrica consumida e a quantidade de hidrogênio produzida no referido intervalo de tempo [59][61], conforme a equação (31).

$$C_{Cell} = E_{Cell}/Q_{Cell} = \int_{t_0}^t (V_{cell} \cdot I_{cell}) dt / \int_{t_0}^t (\eta_F I_{cell} / zF) dt \quad (31)$$

2.8.6 A tensão reversível

Os fundamentos da termodinâmica, permitem entender que se a eletrólise fosse um processo reversível, o balanço energético indicaria que a energia elétrica fornecida ao sistema seria igual à variação da energia do sistema, e que o produto da tensão (V) pela carga elétrica (Q) é igual a $-\Delta G$ (Energia livre de Gibbs da reação) [12] [60], conforme mostra a equação (32).

$$Q = -\Delta G \quad (32)$$

Como o processo não é reversível, pois existem irreversibilidades, a variação da energia livre de Gibbs é expressa pela equação [12][51] (33).

$$\Delta G = \Delta H - T\Delta S \quad (33)$$

Onde, ΔH é a variação de entalpia, ΔS é a variação de entropia e T é a temperatura absoluta. A entalpia padrão à temperatura de $25^\circ C$, e à pressão de 1 bar na divisão da molécula de água é $\Delta H_{25^\circ C}^0 = 285,82$ kJ/mol; a variação da entropia na mesma condição é $\Delta S_{25^\circ C}^0 = 163,138$ J/molK e a variação da energia de Gibbs é de $\Delta G_{25^\circ C}^0 = 237,19$ kJ/mol [12][60].

A lei de Faraday, que relaciona a energia elétrica com o processo de conversão química de água em hidrogênio, diz que existe uma tensão mínima para que a eletrólise da água ocorra, se a eletrólise fosse reversível, denominada de tensão reversível (V_{rev}) [12][60], dada pela equação (34).

$$V_{rev} = \Delta G / zF \quad (34)$$

Como $\Delta G_{25^\circ\text{C}}^\circ = 237,19 \text{ kJ/mol}$, z é igual a 2, e a constante de Faraday (F) é 96.485 C/mol , a tensão mínima necessária para que a reação de eletrólise (V_{rev}), calculada pela equação anterior é igual a $1,229 \text{ V}$ [58][59], conforme abaixo.

$$V_{\text{rev}} = \Delta G/zF = 237,19 \times 10^3/2 \times 96.485 = 1,229 \text{ V}.$$

2.8.7 A tensão termo neutra

Como a eletrólise não é reversível, a demanda total de energia pelo processo é suprida na forma de entalpia (ΔH), e a tensão mínima para que aconteça troca de calor entre o sistema químico, é denominado de tensão termo neutra (V_{th}) da célula termoquímica [58][51], calculada pela equação (35) [58].

$$V_{\text{th}} = \Delta H/zF \quad (35)$$

Como $\Delta H_{25^\circ\text{C}}^\circ = 285,82 \text{ kJ/mol}$, z é igual a 2, e F é igual a 96.485 C/mol , resulta que a tensão termo neutra (V_{th}) a 25°C e a $1,0 \text{ atm.}$, calculada pela equação anterior é de $1,482 \text{ V}$ [58][51], conforme está calculado abaixo.

$$V_{\text{th}} = \Delta H/zF = 285,82 \times 10^3/2 \times 96.485 = 1,482 \text{ V}.$$

A partir de $1,482 \text{ V}$ aplicados a uma célula eletrolítica, qualquer incremento de tensão resulta em aumento da corrente elétrica e em mais hidrogênio produzido.

2.8.8 A tensão de operação

No modelo eletroquímico, a análise de desempenho de uma célula eletrolítica alcalina é feita através da sua curva de polarização, que é obtida plotando-se a curva de tensão (V_{cell}) da célula contra a densidade da corrente (I_{cell}/A), onde A é a área do eletrodo ativo, e de acordo com esse modelo, a tensão (V_{cell}) necessária para fazer uma célula eletrolítica produzir em uma determinada pressão e temperatura, inclui a tensão mínima teórica (V_{rev}), uma sobretensão de ativação da célula eletrolítica (V_{act}), uma sobre tensão para compensar as perdas devidas à resistência ôhmica interna da célula eletrolítica (V_{ohm}) e uma sobre tensão para compensar as perdas devido ao movimento de massa no interior da célula (V_{com}). Assim, a tensão (V_{cell})

capaz de promover a eletrólise alcalina da água e ter produção de hidrogênio é dada pela equação (36) [58][59].

$$V_{cell} = V_{rev} + V_{act} + V_{ohm} + V_{com} \quad (36)$$

A sobre tensão de ativação (V_{act}) é gerada das reações simultâneas da cinética eletroquímica no cátodo e no ânodo, chamadas de sobre tensão catódica e sobre tensão anódica. Assim, a transferência de carga entre as espécies químicas requer mais energia elétrica, que é suprida ao sistema pela aplicação de uma tensão maior nos terminais dos eletrodos da célula eletrolítica. Já a sobretensão (V_{ohm}) corresponde a queda de tensão devido à resistência ôhmica da célula eletrolítica, e depende da condutividade do meio condutor iônico, da distância entre os eletrodos, da condutividade do separador, da condutividade dos eletrodos, e da resistência de contato entre os componentes da célula eletrolítica. Por fim, a sobretensão (V_{com}) representa as perdas decorrentes do transporte de massa provocado pela convecção e difusão no interior da célula eletrolítica [58]. Tudo isso, tem efeito sobre o consumo de energia elétrica, e conseqüentemente sobre a eficiência energética da mesma, que o modelo eletroquímico explica pelas equações (37), (38), (39) e (40).

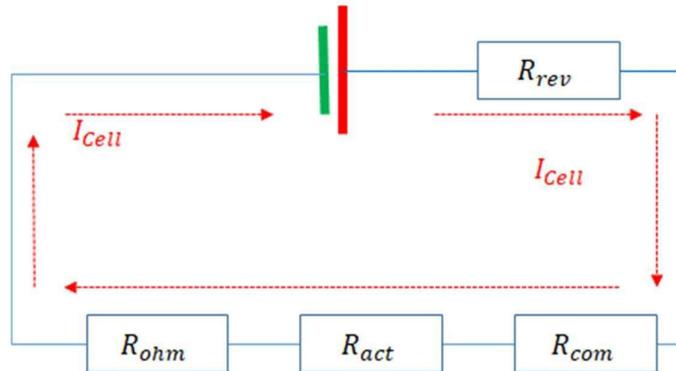
Então, em função da equação (36), apresentada anteriormente, e de tudo que foi descrito nessa seção, uma célula eletrolítica pode ser representada pelo circuito elétrico mostrado na Figura 13, cuja solução consiste em determinar a corrente elétrica (I_{cell}), que se resolve facilmente usando a teoria de circuitos elétricos, e pode ser calculada resolvendo este circuito elétrico, resultando na equação (37)[61].

$$V_{Cell} = (I_{Cell}) \cdot (R_{Rev}) + (I_{Cell}) \cdot (R_{ohm}) + (I_{Cell}) \cdot (R_{Act}) + (I_{Cell}) \cdot (R_{Com}) \quad (37)$$

Onde:

(R_{Rev}) é a resistência associada a tensão reversível, (R_{ohm}) é a resistência elétrica associada as condutividade da solução iônica, das resistências dos componentes e conexões elétricas, (R_{Act}) é a resistência elétrica a sobre tensão de ativação da célula, (R_{Com}) é a resistência associada ao transporte de massa, como a convecção e a difusão no interior do eletrolisador em operação, (V_{Cell}) é a tensão nos terminais da fonte de energia que é aplicada a célula, que faz circular um corrente elétrica (I_{Cell})

Figura 13 - Circuito elétrico equivalente de uma célula eletrolítica



FONTE: Adaptado de [58, 59]

2.8.9 O rendimento reversível

Considerando que ΔH é a energia total utilizada no processo, e ΔG é a energia química do sistema, o rendimento reversível (η_{rev}) é dado pela equação (37)[12].

$$\eta_{rev} = \Delta G / \Delta H \quad (38)$$

E assim, o rendimento reversível pode ser expresso em termos de tensão, por $\eta_{rev} = 1,229 / V_{cell}$.

2.8.10 O rendimento de tensão

O rendimento de tensão ou eficiência de tensão (η_v) é definido como a relação entre a tensão termo neutra (V_{th}) e a tensão da célula eletrolítica (V_{cell}), e é escrita conforme a equação (39)[12].

$$\eta_v = V_{th} / V_{cell} \quad (39)$$

Como V_{th} é de 1,482 V, para saber qual é o valor do rendimento de tensão basta dividir este valor pelo valor da tensão da célula, e assim, é possível afirmar que, melhores rendimentos de tensão (η_v) são obtidos em eletrolisadores cuja tensão na célula seja próxima a 1,482 V [58][59].

2.8.11 O rendimento global

O rendimento global ou eficiência global (η_g) é expresso pela equação (40)[58][59].

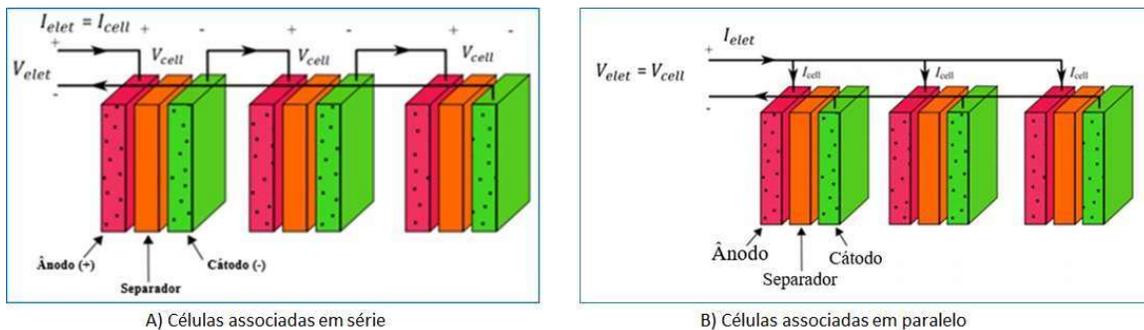
$$\eta_g = \eta_{rev} \eta_v \eta_F \quad (40)$$

2.8.12 A produção de hidrogênio em larga escala

Já a produção de hidrogênio em larga escala, consiste em associar várias células (N_{Cell}) em série ou em paralelo, possibilitando a construção de eletrolisadores de grande porte.

Na Figura 14, são mostrados dois eletrolisadores constituídos de três células eletrolíticas. No eletrolisador da esquerda as células eletrolíticas estão associadas em série, e no da direita as células estão associadas em paralelo [59].

Figura 14 - Associação de células eletrolíticas



FONTE: [59]

Observando a associação de várias (N_{Cell}) células em série, é fácil concluir que a corrente elétrica que circula no eletrolisador (I_{Elet}) é igual a corrente que circula em cada uma das células (I_{Cell}), ou seja ($I_{Elet} = I_{Cell}$). Já a tensão nos terminais do eletrolisador (V_{Elet}) deve ser a soma da tensão de todas as (N_{Cell}) células. E assim, têm-se que a tensão nos terminais do eletrolisador é dada pela equação (41) [59][61].

$$V_{Elet} = N_{Cell} \cdot V_{Cell} \quad (41)$$

Já a demanda por energia elétrica pelo eletrolisador (W_{Elet}), de acordo com a equação é a soma da demanda de cada uma delas, que pode ser calculada pela equação (42) [59][61].

$$W_{Elet} = N_{Cell} \cdot I_{Elet} \cdot V_{Elet} \quad (42)$$

Observando a associação de células eletrolíticas em paralelo é fácil ver que, a tensão nos terminais do eletrolisador (V_{Elet}) é igual a tensão aplicada em cada célula eletrolítica, ou seja ($V_{Elet} = V_{Cell}$). Já a corrente elétrica que circula no eletrolisador (I_{Elet}) é igual a soma das correntes que circulam em cada uma das células (I_{Cell}), que pode ser calculada pela equação (43) [61].

$$I_{Elet} = N_{Cell} \cdot I_{Cell} \quad (43)$$

Em ambos os casos, a demanda por energia elétrica (W_{Elet}), é o produto da tensão nos terminais do eletrolisador pela corrente elétrica, como mostra a equação (44) [61].

$$W_{Elet} = V_{Elet} \cdot I_{Elet} \quad (44)$$

Então, se a demanda por energia elétrica pelo eletrolisador (W_{Elet}) em watts, a energia elétrica consumida (E_{Elet}) em um período Δt em horas de operação, é dada pela equação (45), em Wh.

$$E_{Elet} = \int_{t_0}^t (V_{Elet} \cdot I_{Elet}) dt \quad (45)$$

E assim, de acordo com a lei de Faraday, a taxa de produção de hidrogênio (f_{H2}) em um eletrolisador qualquer, é diretamente proporcional a corrente elétrica que circula no mesmo (I_{Elet}), é expressa pela equação (46) [59][61].

$$f_{H2} = \eta_F \frac{I_{Elet}}{zF} \quad (46)$$

E a produção de hidrogênio Q_{Elet} pelo eletrolisador, em Nm^3 , de um eletrolisador é dado pela equação (47) [59][61].

$$Q_{Elet} = \int_{t_0}^t \left(\frac{\eta_F I_{Elet}}{zF} \right) dt \quad (47)$$

Já o consumo específico de energia elétrica (C_{Elet}) por eletrolisador que consome uma quantidade de energia elétrica (E_{Elet}) e produz uma quantidade (Q_{Elet}) de hidrogênio é dado pela expressão (48).

$$C_{Elet} = E_{Elet} / Q_{Elet} = \int_{t_0}^t (V_{Elet} \cdot I_{Elet}) dt / \int_{t_0}^t (\eta_F I_{Elet} / zF) dt \quad (48)$$

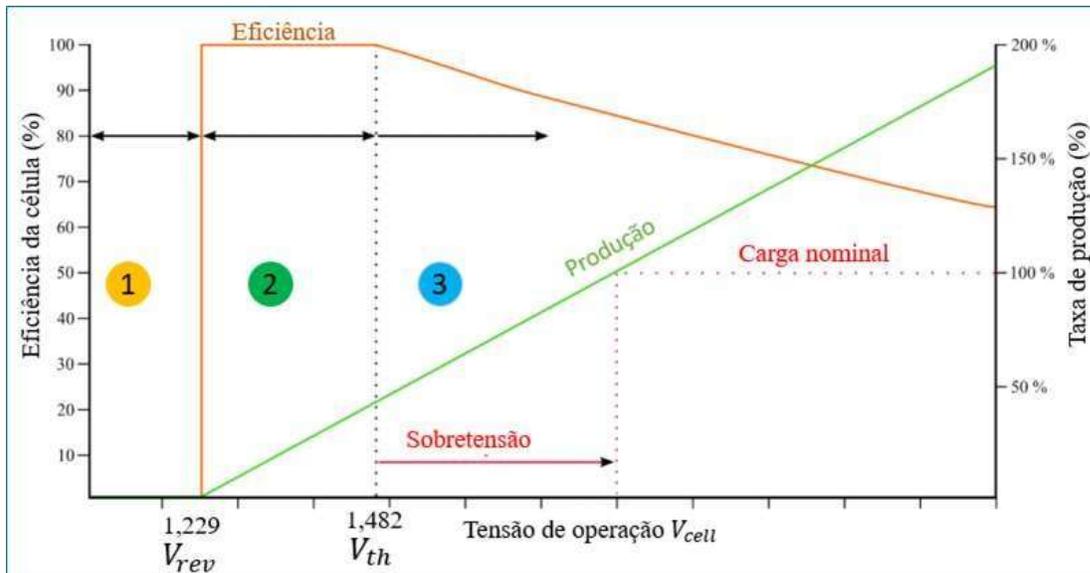
2.8.13 Desempenho de eletrolisadores

Em termos práticos, a eficiência do eletrolisador (η_{elet}) em (%), é dada pela relação entre a energia química (Q_{out}) contida de uma massa (m_{H_2}) de hidrogênio produzida, pela quantidade de energia fornecida (Q_{in}) para produzi-la, que é dada pela equação (49) [58][61].

$$\eta_{\text{elet}} = Q_{\text{out}}/Q_{\text{in}} = m_{\text{H}_2} \cdot PCS_{\text{H}_2}/E_{\text{Elet}} \quad (49)$$

Por fim, de acordo com o modelo estudado até este ponto, o desempenho de um eletrolisador em termos de tensão, eficiência e taxa de produção, pode ser representado pela Figura 15, onde pode-se ver que na área (1), na qual a tensão é menor do que 1,229 V, não há produção de hidrogênio. Na área (2), onde a tensão na célula está entre 1,229 V e 1,482 V, basta fornecer calor para a célula para que a eletrólise ocorra. A área (3), corresponde à área usual de operação, e à medida que se eleva a tensão nos terminais da célula (V_{cell}), resulta em aumento da taxa de produção de hidrogênio, porém a eficiência do eletrolisador diminui devido ao maior consumo de energia elétrica [62].

Figura 15- Tensão versus eficiência e taxa de produção de hidrogênio



FONTE: Adaptado de [62]

Então, como já mencionado no capítulo 1, a estratégia para maximizar a produção de hidrogênio objeto deste estudo é maximizar a tensão em cada uma das células eletrolíticas, de maneira a aumentar a taxa de produção, mesmo que a eficiência seja minimizada. Isso pode ser obtido com associação de células fotovoltaicas em série, garantindo a alimentação do

eletrolizador com tensão superior a 1,482 V por célula eletrolítica, uma vez que uma célula fotovoltaica, disponibiliza em torno de 0,5 V na potência máxima, e dessa forma, é possível configurar a usina de eletrólise de forma que cada célula eletrolítica do eletrolizador seja alimentada com 2,5 V, quando operando na máxima potência, que poderá ser obtida com a associação de cinco células fotovoltaicas associadas em série, resultando em eficiência de tensão 60%, quando operando na máxima potência, conforme será mostrado no próximo capítulo.

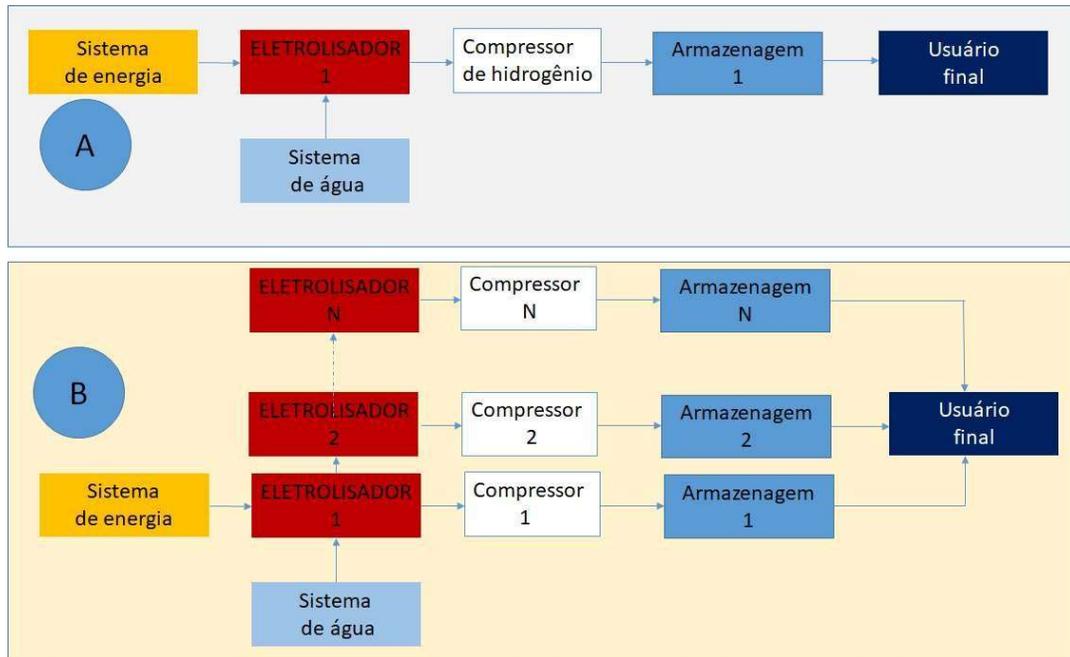
2.8.14 Estado da arte dos sistemas e de usinas de eletrólise da água

O período entre as décadas de 1920 e 1970 foi a “fase de ouro” para o desenvolvimento da tecnologia de eletrólise da água. A maioria dos projetos tradicionais foi criada naquele período, impulsionada pela necessidade de hidrogênio e oxigênio na indústria. Em 1939, a primeira usina de produção de hidrogênio em larga escala por eletrólise, com capacidade de produção de 10.000 Nm³/h, entrou em operação. Em 1948, o primeiro eletrolizador industrial pressurizado foi fabricado pela Zdansky & Lonza Co. Ainda assim, atualmente, continuam valendo os conceitos e tecnologias da eletrólise da água desenvolvidos naquele período [56].

Esta pesquisa identificou vários arranjos de usinas e sistemas de hidrogênio [57], e nesse estudo dois arranjos de usinas foram considerados. O primeiro arranjo considera que uma fonte de energia elétrica alimenta um eletrolizador, que converte a energia em hidrogênio, que é comprimido e armazenado pressurizado, e é disponibilizado para o usuário final, conforme mostra a Figura 16A.

O segundo arranjo considerado, utiliza o primeiro arranjo como módulo de usinas maiores, que consiste de vários módulos conectados em paralelos, conforme mostra a Figura 16B.

Figura 16- Arranjos de usinas de eletrólise



FONTE: Adaptado de [4] [7]

A pesquisa identificou três configurações possíveis para os sistemas de hidrogênio para o setor de transportes: sistema centralizado, sistema distribuído e sistema descentralizado [7].

No sistema centralizado, o hidrogênio é produzido em larga escala e de forma centralizada, distante do ponto de consumo, e após ser produzido, é estocado na própria unidade de produção comprimido ou é injetado diretamente em um gasoduto, que o transporta até a estação de distribuição, por gasodutos. No caso de ser estocado, o hidrogênio é pressurizado e liquefeito, para posterior envio por gasoduto ou por caminhões criogênicos para as estações de distribuição ou as estações de abastecimento de veículos, onde é estocado e mantido pressurizado e disponível para o consumidor final [7], estes sistemas tem a configuração típica mostrada na Figura 16B. Então neste tipo de sistema usa-se vários eletrolisadores conectados em paralelo, formando usinas de grande porte.

Em Aswan, no Egito, existe uma usina de eletrólise da água com capacidade de 74.000 kg de Hidrogênio por dia e potência de 150 MW, que opera com vários eletrolisadores em paralelo, produzindo hidrogênio para a indústria de fertilizantes [58]. Essa usina, pela sua capacidade de produção, pode ser uma referência tecnológica para uma de produção de hidrogênio de um sistema centralizado, com arranjo típico mostrado na Figura 16B.

No sistema semi-centralizado, o hidrogênio é produzido em pontos mais próximos dos centros consumidores, que no caso centralizado. Após ser produzido, ele é comprimido, liquefeito e estocado em tanques criogênicos, sendo posteriormente transportado até as estações

de abastecimento através de caminhões com tanques criogênicos [7]. Estes sistemas, por serem de grande porte, também tem a configuração típica mostrada na Figura 16B.

No sistema descentralizado, o hidrogênio é produzido de forma distribuída, no próprio local de entrega ao consumidor final. Após ser produzido, o hidrogênio é comprimido e armazenado em pequenos tanques e disponibilizado para o consumidor final no próprio local de produção [7]. Então, a usina avaliada neste trabalho é de pequeno porte e tem a configuração típica mostrada na Figura 16A. Porém, a medida que a demanda de hidrogênio cresça outros eletrolisadores podem ser conectados em paralelo, e de forma modular, passa a ter a configuração típica mostrada na Figura 16B.

As usinas de produção de hidrogênio automotivo descentralizadas, identificadas nesta pesquisa, ainda são pequenas, e tem capacidade na faixa de [180 a 360] kg/dia, pois ainda são usinas construídas para demonstração de sistemas de hidrogênio automotivo ao público, na Califórnia, nos Estados Unidos da América [8].

As usinas de eletrólise distribuídas com produção de hidrogênio de 180 kg/dia e de 360 kg/dia, como as descritas por [8], que estão em operação para demonstração nos Estados Unidos, produzem hidrogênio em escalas de apenas 7,5 kg/h e 15 kg/h, respectivamente. Considerando um consumo de 50 kWh/kg de hidrogênio, apontado por [3] na Tabela 3, essas usinas demandariam energia elétrica da ordem de 500 kW a 1000 kW de potência, respectivamente. Porém, usinas comerciais, certamente, necessitam produzir hidrogênio em maior escala, com tendência de crescer em escala a medida que o programa de hidrogênio se desenvolve, ajustando-se naturalmente, da forma modular simples mostrada na Figura 19A, para a forma multi modular mostrada na Figura 16B.

Por tudo isso, a usina objeto deste estudo é considerada uma usina distribuída, que pode crescer de capacidade a medida que o eventual programa brasileiro de hidrogênio se desenvolva, considerando usinas fotovoltaicas modulares de 1,0 MW, cujos fundamentos teóricos são mostrados na próxima seção.

2.9 A geração de energia fotovoltaica

Este capítulo é dedicado a geração de energia fotovoltaica. Aqui, é feita uma revisão bibliográfica breve, necessária ao entendimento do tema e de como essa forma de energia pode ser utilizada em usinas de hidrogênio.

A revisão começa com a apresentação da fonte de energia, as células e os módulos fotovoltaicos e termina com o estado da arte das usinas fotovoltaicas de grande porte. Tudo isso, com o objetivo de mostrar que as tecnologias existentes atualmente, são capazes de suprir a eletricidade em um eventual programa de hidrogênio verde distribuído no Brasil.

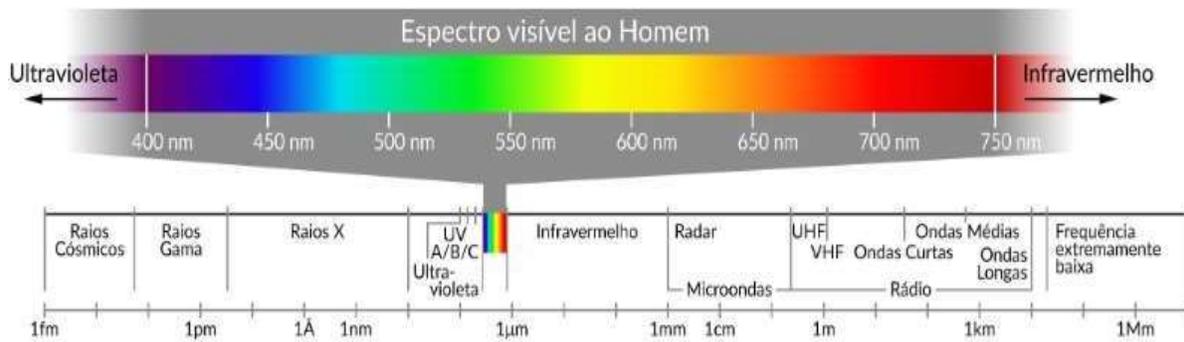
2.9.1 A fonte de energia

O Sol é a principal fonte de energia para o planeta Terra. Além de ser responsável pela manutenção da vida no planeta, a radiação solar constitui-se em uma fonte inesgotável de energia, havendo um elevado potencial de utilização por meio de sistemas de captação e conversão em outra forma de energia, como por exemplo, a térmica nos sistemas de aquecimento e a elétrica nos sistemas fotovoltaicos [63].

A fusão nuclear do hidrogênio em gás hélio é a fonte de energia que aquece o sol. No núcleo do sol a temperatura é superior a um milhão de Kelvin (K) e na fotosfera, camada visível e primeira região da atmosfera solar, com 330 km de espessura a temperatura é de aproximadamente 5762 K [65]. Em função dos gradientes de temperatura e da presença de várias linhas de emissão e absorção encontrados na atmosfera solar, o espectro de emissão da radiação solar pode ser considerado semelhante ao de um corpo negro [65]. Estima-se que o tenha reserva de hidrogênio suficiente para alimentar as reações nucleares por mais 5 bilhões de anos [63]. A taxa de energia emitida pelo sol é aproximadamente constante há bilhões de anos com uma potência atual da ordem de $3,86 \times 10^{26}$ W [64]. Está estimado que o sol manterá seu atual estado estável por mais alguns bilhões de anos. Por isso, pode ser considerada uma fonte inesgotável energia [63].

A energia irradiada pelo sol cobre uma ampla faixa do espectro eletromagnético, conforme é mostrado na Figura 17. Cerca de 81% da energia que chega ao sistema Terra/atmosfera está em uma faixa de comprimentos de onda que vai do visível até o infravermelho. Essa energia alimenta todos os processos térmicos, dinâmicos e químicos, sejam eles naturais ou artificialmente desenvolvidos, com aplicação do conhecimento científico e tecnológico produzido pela sociedade [64].

Figura 17- Espectro da energia irradiada pelo sol

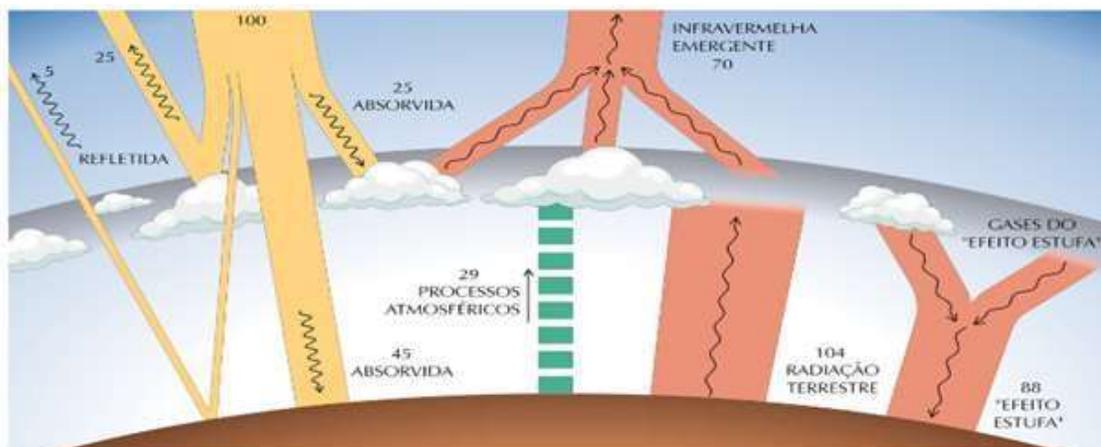


FONTE: [64]

A disponibilidade do recurso energético solar e sua variabilidade espacial e temporal estão intrinsecamente relacionadas a conceitos astronômicos. O primeiro dos fatores a serem considerados, é a posição relativa entre o sol e a Terra. A Terra orbita o sol a uma distância média de cerca de 150 milhões de quilômetros, completando um ciclo a cada 365,25 dias solares. Ao longo desse período, a distância varia entre $1,47 \cdot 10^8$ km e $1,52 \cdot 10^8$ km e, como resultado, o fluxo de radiação solar (irradiância solar) oscila entre 1.325 W/m^2 e 1.412 W/m^2 . O valor médio da irradiância solar que é igual a $1,353 \text{ kW/m}^2$ [65], é definido como sendo a constante solar [64].

Na Figura 18, são mostrados de forma simplificada, os principais processos que acontecem com a irradiação solar, enquanto percorre a atmosfera terrestre em direção a superfície da Terra. Enquanto se propaga, a irradiação solar é espalhada, absorvida, refletida e atenuada pelos gases e pelas nuvens.

Figura 18- Interações da irradiação solar na atmosfera

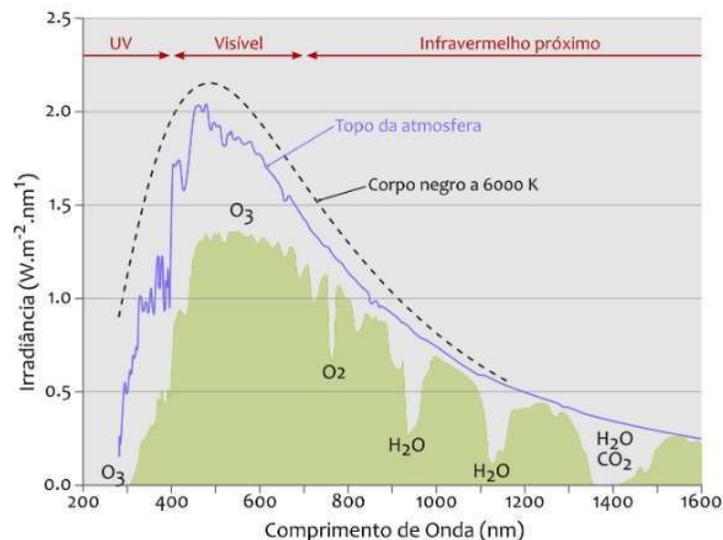


FONTE: [64]

Os processos de espalhamento da radiação solar na atmosfera terrestre são produzidos por moléculas dos gases atmosféricos e pelos particulados em suspensão. Já os processos de absorção ocorrem na interação da radiação solar com as moléculas de ozônio (O_3), com o vapor de água, com o oxigênio (O_2) e com o dióxido de carbono (CO_2). Em geral, estes processos atenuam a irradiância solar fazendo com que a irradiância incidente na superfície da Terra seja da ordem 1.000 W/m^2 no meio-dia solar, momento do dia em que o sol está na posição mais elevada de modo que a radiação solar percorre a menor espessura de atmosfera, em condições de céu claro. Porém, valores de irradiância solar de até 1.400 W/m^2 podem ser observados por períodos curtos de tempo em condições de nebulosidade parcial. Todos os processos de absorção e o espalhamento alteram o espectro eletromagnético da radiação solar ao longo de seu percurso pela atmosfera terrestre [64].

Já a Figura 19, ilustra o espectro contínuo da radiação eletromagnética emitido pelo Sol ao atingir o topo da atmosfera e ao atingir a superfície terrestre após a atenuação pelos processos descritos no parágrafo anterior (área verde do gráfico). É possível observar, que os espectros da radiação emitida pelo sol, sofre muita atenuação, no percurso no percurso da superfície do sol até a superfície da Terra. Ao se comparar a curva do espectro da radiação solar no topo da atmosfera (curva de linha azul) com o espectro da radiação que chega a superfície da Terra (área verde do gráfico), pode se observar que alguns comprimentos de onda da radiação solar são totalmente atenuados pela atmosfera e não incidem na superfície terrestre. A área entre as duas curvas representa a atenuação da radiação solar incidente durante sua passagem através da atmosfera. Para comparação é apresentada uma curva de emissão de um corpo negro a 6000 K (linha tracejada) [64].

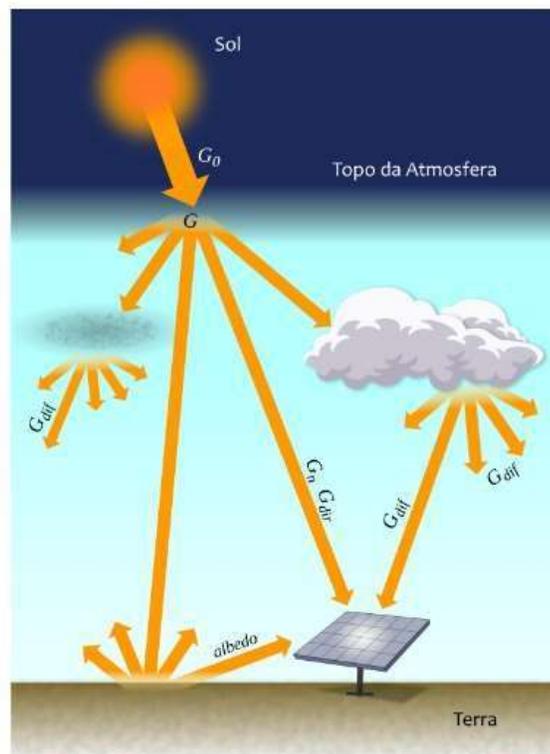
Figura 19 - Espectro eletromagnético da radiação solar



FONTE: [64]

A irradiância solar que incide em uma superfície é composta por suas componentes direta e difusa. A irradiância solar direta é representada por uma linha imaginária existente entre o sol e a superfície da terra, e trata-se da parcela da irradiação solar que não sofreu os processos de absorção e espalhamento ao percorrer a atmosfera terrestre. Já a componente difusa da radiação solar, engloba a radiação proveniente de todas as demais direções, que são decorrentes dos processos de espalhamento pelos gases e particulados presentes na atmosfera [64]. Na Figura 20, é ilustrado o percurso da irradiação solar que atinge a atmosfera e o espalhamento sofrido até atingir a superfície da terra.

Figura 20 - Componentes da irradiação solar



FONTE: [64]

- **Irradiância extraterrestre (G_0):** é a taxa de energia incidente por unidade de área em um plano horizontal imaginário situado no topo da atmosfera. É também conhecido como irradiância no topo da atmosfera ou GTOA [64].
- **Irradiância direta normal (G_n):** também conhecida como DNI, é a taxa de energia por unidade de área proveniente diretamente do sol que incide perpendicularmente à superfície [64].
- **Irradiância difusa horizontal (G_{dif}):** é a taxa de energia incidente sobre uma superfície

horizontal por unidade de área, decorrente do espalhamento do feixe solar direto pelos constituintes atmosféricos [64].

- **Irradiância direta horizontal (G_{dir}):** é a taxa de energia por unidade de área do feixe solar direto numa superfície horizontal. Pode ser determinada como o produto entre a irradiância direta normal (DNI) e o cosseno do ângulo zenital solar, como mostra a equação (50) [64].

$$G_{dir} = G_n \cdot \cos(\theta_z) \quad (50)$$

O ângulo zenital (θ_z) é o ângulo formado entre os raios do sol e a vertical local (Zênite) [63].

- **Irradiância global horizontal (G):** é a taxa de energia total por unidade de área incidente numa superfície horizontal. A irradiância global é dada pela soma da irradiância difusa e adireta, como mostra a equação (51) [64].

$$G = G_{dif} + G_{dir} = G_{dif} + G_n \cdot \cos(\theta_z) \quad (51)$$

- **Irradiância no plano inclinado (G_i):** é a taxa de energia total por unidade de área incidentesobre um plano inclinado na latitude do local em relação à superfície da Terra [64].

2.9.1 A conversão da energia solar em energia útil

A conversão de energia solar em energia útil baseia-se na absorção da radiação solar. Dois métodos são atualmente utilizados: a) conversão da irradiação em energia térmica para aquecimento usando painéis solares térmicos ou concentradores solares, e b) conversão da irradiação diretamente em elétrica usando painéis fotovoltaicos [63][66]. Este trabalho tem foco no uso de painéis fotovoltaicos.

2.10 Geração de energia fotovoltaica

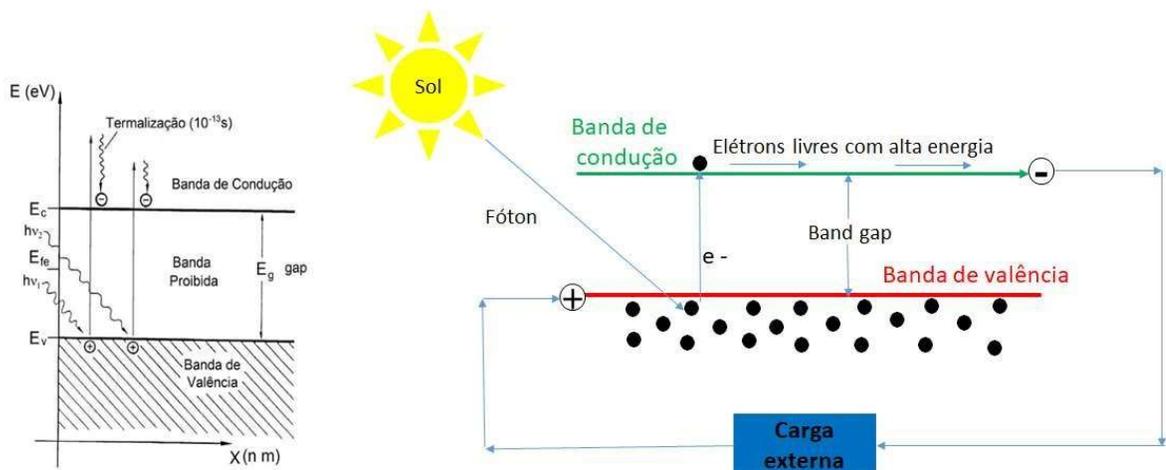
Na geração de energia fotovoltaica a radiação solar é convertida diretamente em eletricidade através do efeito fotovoltaico, descoberto por Edmond Becquerel em 1839.

Edmond Becquerel relatou a produção de uma tensão e uma corrente elétrica, quando eletrodos cobertos por sais de haleto de cobre ou de haleto de prata eram iluminados. Naquela época, ele descobriu também o efeito do comprimento de onda na produção da corrente elétrica, que agora é explicado pelo caráter semicondutor desses sais [65].

Em 1876, W. G. Adams e R. E. Day observaram efeito similar em um dispositivo de estado sólido fabricado com Selênio. Os primeiros dispositivos que podem ser denominados de células solares ou células fotovoltaicas foram fabricados em selênio e desenvolvidos por C. E. Frits em 1883 [65].

Hoje, com base na física quântica, se sabe que o efeito fotovoltaico é o processo físico pelo qual uma célula fotovoltaica converte a luz solar diretamente em eletricidade (DC); que a luz solar é composta de fótons, que estes fótons contêm grande quantidade de energia, correspondente aos diferentes comprimentos de onda do espectro solar; quando os fótons colidem com uma célula fotovoltaica, eles podem ser refletidos ou absorvidos, ou mesmo atravessar a célula; que os fótons absorvidos geram eletricidade, pois a energia do fóton é transferida para um elétron de um átomo da célula; com essa nova energia, o elétron sai de sua posição original no átomo para compor a corrente elétrica, em um circuito elétrico; ao sair de sua posição inicial, o elétron deixa uma "lacuna" para que outro elétron a ocupe e possa absorver um novo fóton; que a corrente elétrica produz uma diferença de potencial, que por sua vez, pode alimentar uma carga externa, conforme mostra a Figura 21; e que as células fotovoltaicas podem ser feitas a partir de vários semicondutores [63][66].

Figura 21 - Efeito fotovoltaico



FONTE: Adaptado de [66]

Os elétrons e lacunas foto gerados podem mover-se dentro do material e aumentam sua condutividade elétrica, o que é denominado de efeito fotocondutivo, no qual a resistência elétrica varia em função da luminosidade incidente. Contudo, para o aproveitamento de corrente e tensão elétricas é necessário aplicar um campo elétrico, a fim de separar os portadores, o que se consegue através da chamada junção PN. Para construí-la, é necessário introduzir de forma controlada impurezas no semicondutor, ou seja, realizar a dopagem, que consiste na introdução de pequenas quantidades de outros elementos, denominados de impurezas ou dopantes, que mudam drasticamente as propriedades elétricas do material intrínseco, material sem dopagem, denominado de material tipo i [63].

Além disso, a física quântica mostra que, nem todos os fótons da luz solar que chegam na célula fotovoltaica possuem um nível de energia suficiente para deixar elétrons livres dentro da célula e gerar corrente elétrica. Este nível de energia, conhecido como “*band-gap*” ou simplesmente “*gap*” é a energia necessária para quebrar ligação covalente do elétron e permitir que ele faça parte da corrente elétrica. Fótons com quantidade de energia maior que a da “*band-gap*” podem gastar energia extra, na forma de calor em processo chamado de termalização [63].

A energia de um fóton está associada à frequência da luz, de acordo com a Equação (52) [63].

$$E_f = h \cdot f \quad (52)$$

Onde:

E_f : energia do fóton (J).

h : Constante de Plank, igual a $6,626 \times 10^{-34}$ joules por segundo.

f : frequência da luz (Hz).

A energia do fóton de luz, medida em elétron volt (eV), varia de acordo com os diferentes comprimentos de onda da luz. O espectro inteiro de luz solar, de infravermelho para ultravioleta, tem intensidade que varia de 0,5 eV até 2,9 eV. Por exemplo, a luz vermelha tem uma energia de cerca de 1,7 eV, e a luz azul tem uma energia de cerca de 2,7 eV [63][66].

Assim, a propriedade fundamental que permite o uso de células fotovoltaicas é a possibilidade de fótons incidentes no material, com energia superior à energia do “*gap*”, também gerarem pares elétron-lacuna, conforme mostrado na Figura 23.

A energia do “*gap*” pode ser calculada pela Equação (53) [63].

$$E_g = E_c - E_v \quad (54)$$

Onde,

E_g : valor da energia do gap em eV.

E_c : nível inferior de energia da banda de condução, gap em eV.

Os semicondutores usados em células fotovoltaicas têm “gap” de energia que varia na ordem de 1,0 a 1,6 elétron-volt (eV). Esta faixa de energia é considerada ideal, para que não haja grandes perdas de Calor [63].

A energia de “gap” do silício cristalino é de 1,1 eV. Aproximadamente 55% da energia de luz solar não podem ser usados pela maioria das células fotovoltaicas [63].

Nos anos 1950, ou seja, mais de 110 anos após a descoberta de Becquerel, foram fabricadas nos Laboratórios Bell, nos Estados Unidos, as primeiras células fotovoltaicas baseadas nos avanços tecnológicos na área de dispositivos semicondutores. Estas células fotovoltaicas foram fabricadas a partir de lâminas de silício cristalino e atingiram uma eficiência e conversão de energia solar em elétrica, relativamente alta para a época, de 6% [63].

Na tabela periódica, os elementos semicondutores são: carbono (C), silício (Si), germânio (Ge), arsênio (As), fósforo (P), selênio (Se) e telúrio (Te). Além destes elementos, existem vários compostos conhecidos como sendo materiais semicondutores, tais como: arsenieto de gálio (GaAs), nitreto de gálio (GaN), telureto de cádmio (CdTe), disseleneto de cobre-índio, dentre outros [63][66].

Diversas tecnologias de fabricação de células fotovoltaicas foram desenvolvidas nos últimos 60 anos e as células fotovoltaicas fabricadas a partir de lâminas de silício cristalino (monocristalino ou policristalino) dominam o mercado mundial atualmente. Esta tecnologia vem respondendo sempre por mais de 81% da produção mundial desde 2000, e em 2011 atingiu 87,9% deste mercado [63].

2.10.1 Células fotovoltaicas

Os elementos semicondutores são tetravalentes, ou seja, caracterizam-se por possuírem 4 elétrons de valência que formam ligações covalentes com os átomos vizinhos, resultando em 8 elétrons compartilhados por cada átomo, constituindo uma rede cristalina.

Ao se introduzir nesta estrutura um átomo penta valente, como, por exemplo, o fósforo (P), haverá um elétron em excesso fracamente ligado a seu átomo de origem, uma vez que ocupa um nível de energia no interior da banda proibida, abaixo do limite inferior da banda de condução. Como sua energia de ligação é muito baixa, na temperatura ambiente a energia térmica é suficiente para libertar este elétron fazendo com que salte para a banda de condução, deixando seu átomo de origem como uma lacuna.

Além do fósforo (P), podem ainda ser usados arsênio (As) e antimônio (Sb), que são chamados de impurezas doadoras de elétrons, ou dopantes tipo n ou, ainda, impurezas tipo p [63][66].

Se, por outro lado, na rede cristalina for introduzido um átomo trivalente, como o boro (B), haverá a falta de um elétron para completar as ligações da rede cristalina. Esta falta de um elétron é denominada lacuna e ocupa um nível de energia no interior da banda proibida. Na temperatura ambiente, a energia térmica de um elétron de uma ligação vizinha é suficiente para fazê-lo passar para uma posição de maior energia, correspondendo ao movimento da lacuna no sentido inverso, tornando o átomo uma carga negativa. Além do boro (B), podem ser usados alumínio (Al), gálio (Ga) e índio (In), que são denominadas impurezas aceitadoras de elétrons ou dopantes tipo p [63].

A Tabela 7, mostra os níveis de energia de ionização de alguns dos elementos normalmente utilizados como dopantes para o silício.

Tabela 7- Energia de ionização de alguns elementos

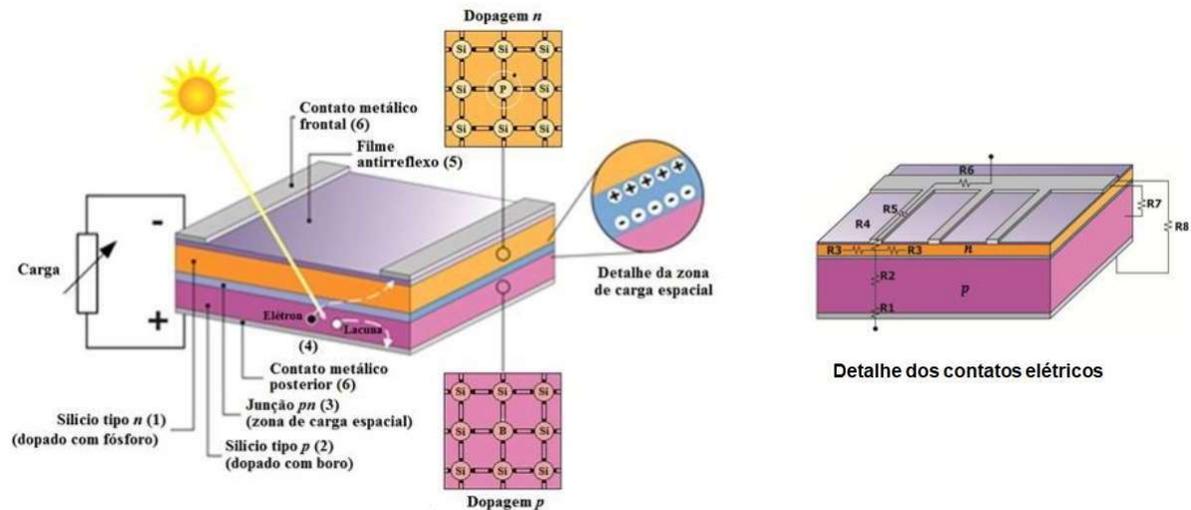
Elemento tipo p	Energia (eV)	Elemento tipo n	Energia (eV)
B	$E_v + 0,045$	Li	$E_c - 0,033$
Al	$E_v + 0,065$	Sb	$E_c - 0,039$
Ga	$E_v + 0,072$	P	$E_c - 0,045$
In	$E_v + 0,16$	As	$E_c - 0,054$
Tl	$E_v + 0,30$	Bi	$E_c - 0,069$

FONTE: [63]

Na temperatura ambiente, a energia é suficiente para que praticamente todos os elétrons em excesso dos átomos de fósforo (P) estejam livres, bem como para que todas as lacunas criadas pelos átomos de boro (B) possam se deslocar. No caso das células fotoelétricas feitas com silício, a dopagem do tipo p é usualmente feita numa concentração (N_a) de $\sim 1:10^7$, ou seja, cerca de um átomo de boro para 10 milhões de átomos de silício. Já a concentração dos átomos de P (N_d) na dopagem tipo n é muito superior, atingindo $\sim 1:10^3$. As concentrações dos dopantes (N_a e N_d) são deliberadamente feitas nas ordens de grandezas superiores às concentrações dos portadores intrínsecos (n_i) na temperatura ambiente, de forma a criar regiões com predominância de cargas livres negativas ou positivas, denominadas, respectivamente, regiões tipo N e tipo P [63].

No caso das células fotovoltaicas de silício, a junção de uma lâmina de silício tipo n (dopada com fósforo) com uma de silício tipo p (dopada com boro) cria uma junção PN. A Figura 22, mostra a estrutura de uma célula fotovoltaica desse tipo [63].

Figura 22 - Célula de fotovoltaica de silício



FONTE: [64]

2.10.12 Diferença de potencial

A diferença de potencial $V_0(T)$ na junção pn, em função da temperatura, pode ser calculada pela Equação (54) [63].

$$V_0(T) = \frac{kT}{q} \cdot \ln \left(\frac{N_d N_a}{n_i^2} \right) \quad (54)$$

Onde:

$V_0(T)$: Diferença de potencial na junção (V).

k: Constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23}$ J/K).

T: Temperatura absoluta (K).

q: Carga do elétron ($1,6 \times 10^{-19}$ C).

N_d : Concentração do dopante tipo n.

N_a : Concentração do dopante tipo p.

n_i : Concentração de portadores intrínsecos no material.

A junção pn é uma estrutura típica dos diodos. Então, observa-se que, em alguns aspectos, uma célula fotovoltaica tem o comportamento idêntico ao de um diodo.

2.10.3 Corrente elétrica

A corrente elétrica em uma célula fotovoltaica pode ser considerada como a soma da corrente de uma junção pn no escuro (diodo semiconductor) com a corrente gerada pelos fótons absorvidos da radiação solar. Esta corrente é função da tensão no dispositivo, e pode ser descrita pela seguinte Equação (55) [63][66].

$$I = I_L - I_0[\exp(qV/nkT) - 1] \quad (55)$$

Onde:

I_L : corrente elétrica foto-gerada (A).

I_0 : corrente de saturação reversa do diodo (A).

n : fator de idealidade do diodo, número adimensional geralmente entre 1 e 2, obtido por ajustes de dados experimentais medidos.

q : carga do elétron que é de $1,6 \times 10^{-19} \text{C}$.

k : constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23} \text{ J/K}$).

T : temperatura absoluta (K).

2.10.4 Corrente reversa

A corrente de saturação reversa I_0 pode ser determinada experimentalmente pela aplicação da tensão V_{oc} à célula não iluminada (no escuro); pode ser obtida numericamente por meio de ajuste de uma curva experimental medida; e pode ser calculada teoricamente pela Equação (56), a partir de propriedades do material e detalhes da construção da junção pn [63, 66].

$$I_0 = q \cdot A \cdot n_i^2 \cdot (D_p/L_p \cdot N_d + D_n/L_n \cdot N_a) \quad (56)$$

Onde:

I_0 : corrente de saturação reversa do diodo (A).

A : área da seção reta da junção (área da célula).

n_i : concentração de portadores intrínsecos no material.

N_d e N_a : concentração dos dopantes tipo n e tipo p, respectivamente.

D_p e D_n : coeficientes de difusão de lacunas e elétrons, respectivamente, do material.

L_p e L_n : comprimentos de difusão de lacunas e de elétrons.

q : carga do elétron, igual a $1,6 \times 10^{-19} \text{ C}$.

A Figura 23, também mostra o detalhe dos contatos elétricos, que representam as perdas de energia no processo de conversão identificados pelas resistências R_1 a R_8 , e que são fatores limitantes da eficiência de uma célula fotovoltaica: perdas nas resistências em série e nas junções metal-semicondutor (R_4 e R_1) existentes nos contatos metálicos frontal e traseiro; perdas nas trilhas metálicas (R_5 e R_6); perdas nas regiões n (R_3) e p (R_2); perdas por resistência em paralelo entre o contato metálico frontal (malha metálica) e a região tipo p (R_7); e entre os contatos metálicos frontal e traseiro (R_8); então a corrente elétrica definida pela Equação (55), pode ser reescrita em função das resistências elétricas em série R_s e em paralelo R_p da célula fotovoltaica, pela Equação (57) [63].

$$I = I_L - I_0 [\exp(q(V + IR_s)/nkT) - 1] - (V + IR_s)/R_p \quad (57)$$

Onde:

I_L : corrente foto-gerada (A).

I_0 : corrente de saturação reversa do diodo (A).

n : fator de idealidade do diodo, número adimensional geralmente entre 1 e 2, obtido por ajustes de dados experimentais medidos.

q : carga do elétron, igual a $1,6 \times 10^{-19}C$.

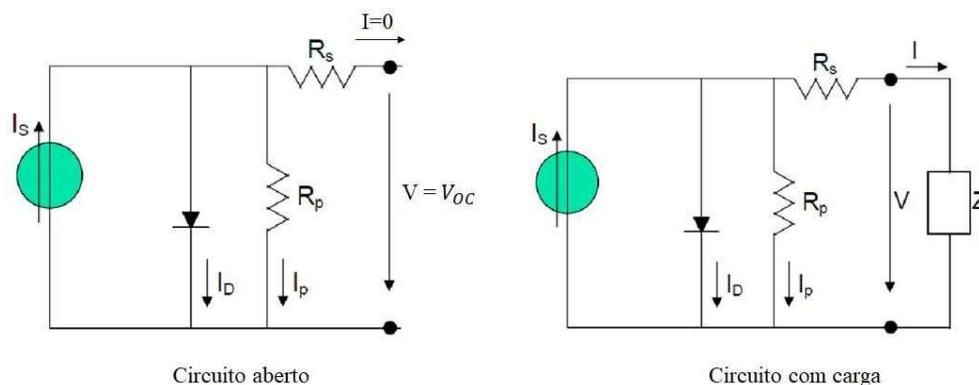
k : constante de Boltzmann, igual a $1,38 \times 10^{-23} J/K$.

T : temperatura absoluta (K).

2.10.5 Tensão de circuito aberto

Uma célula fotovoltaica pode ser representada pelo circuito elétrico, mostrado na figura abaixo:

Figura 23- Circuito elétrico de uma célula fotovoltaica



Tensão de circuito aberto (V_{0c}) é a tensão (V) entre os terminais de uma célula fotovoltaica quando não há corrente elétrica circulando e é a máxima tensão que uma célula fotovoltaica pode produzir, e está representada no lado esquerdo da Figura 26. Esta tensão pode ser medida diretamente com um voltímetro nos terminais da célula fotovoltaica e depende da corrente de saturação (I_0), da corrente elétrica fotogerada (I_L) da temperatura (T), e varia de célula para célula de acordo com a tecnologia da célula. A tensão de circuito aberto (V_{0c}) pode ser calculada com a Equação (58)[63].

$$V_{0c} = kT/q \cdot \ln(I_L/I_0 + 1) \quad (58)$$

Onde:

I_L : corrente foto-gerada (A).

I_0 : corrente de saturação reversa do diodo (A).

q: carga do elétron, igual a $1,6 \times 10^{-19}$ C.

k: constante de Boltzmann, igual a $1,38 \times 10^{-23}$ J/K.

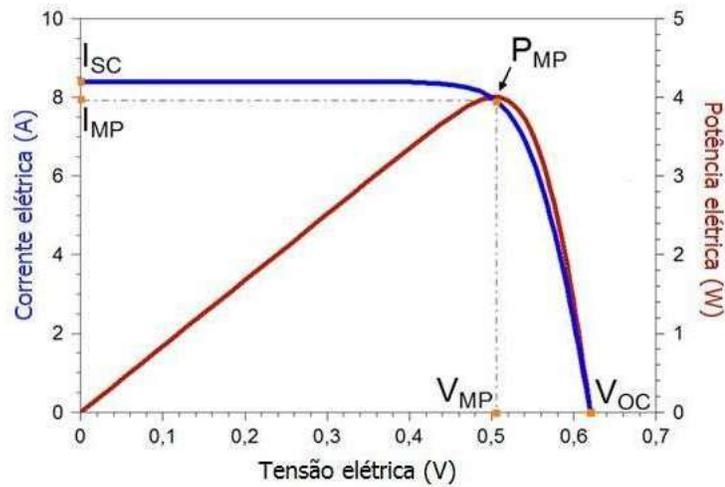
T: temperatura absoluta (K).

2.10.6 Corrente de curto circuito

A corrente de curto-circuito (I_{sc}) é a máxima corrente que se pode obter de uma célula fotovoltaica. É um valor obtido experimentalmente, medido com um amperímetro curto circuitando-se os terminais da célula. Valores da densidade de corrente da corrente de curto-circuito variam conforme a tecnologia empregada.

A Figura 24 mostra a curva da corrente elétrica em função da tensão ou diferença de potencial aplicada em uma célula fotovoltaica de silício sob condições-padrão de ensaio. Nela estão destacados os principais parâmetros elétricos como sendo a corrente elétrica de curto-circuito (I_{sc}), a tensão de circuito aberto (V_{0c}), a potência máxima ou de pico (P_{MP}), a corrente elétrica na potência máxima (I_{MP}) e a tensão na potência máxima (V_{MP}).

Figura 24 - Curva de corrente e potência em função da tensão em uma célula de silício



FONTE: [63]

A Figura 24 mostra que a tensão de circuito aberto de uma célula fotovoltaica de silício é de aproximadamente 0,6V, a tensão de máxima potência é de 0,5 V, a corrente de máxima é 8,0 A, um pouco abaixo da corrente de curto-circuito, e a potência máxima é de 4,0 W.

2.10.7 Fator de forma

O Fator de forma (FF) é definido como sendo a razão entre a máxima potência (P_{MP}) da célula e o produto da corrente de curto-circuito (I_{sc}) com a tensão de circuito aberto (V_{oc}).

Como a potência a qualquer instante é o produto da tensão pela corrente, a máxima potência é dada pela Equação (59) [63].

$$P_{MP} = V_{MP} I_{MP} \quad (59)$$

Então, o fator de forma (FF) é dado pela Equação (60) [63].

$$FF = V_{MP} I_{MP} / V_{oc} I_{sc} \quad (60)$$

2.10.8 A eficiência da célula fotovoltaica

A eficiência (η) de uma célula fotovoltaica é o parâmetro que define quão efetivo é o processo de conversão de energia solar em energia elétrica. Representa a relação entre a potência elétrica produzida pela célula fotovoltaica e a potência da energia solar incidente e pode ser definida pela Equação (61) [63].

$$\eta = I_{sc} \cdot V_{oc} \cdot FF / A \cdot G \quad (61)$$

Onde:

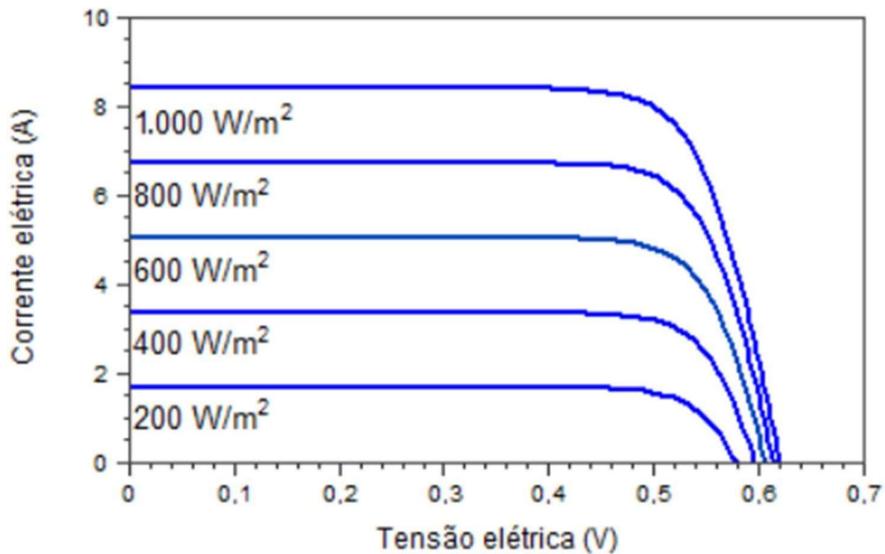
A: área da célula (m^2).

G: irradiância solar incidente (W/m^2).

2.10.9 O efeito da irradiação solar

A Figura 25 mostra como a irradiância solar incidente afeta a curva I-V de uma célula fotovoltaica de silício, mantida na temperatura de 25°C. A corrente elétrica gerada por uma célula fotovoltaica aumenta linearmente com o aumento da irradiância solar incidente, enquanto que a tensão de circuito aberto (V_{oc}) aumenta de forma logarítmica, se mantida a mesma temperatura.

Figura 25 - Influência da variação da irradiância solar na curva característica I-V



FONTE: [63]

A corrente de curto-circuito (I_{sc}) de uma célula e de um módulo pode ser relacionada à irradiância incidente pela Equação (62).

$$I_{sc} = I_{sc(stc)} \times G / G_{stc} \quad (62)$$

Onde:

I_{sc} : corrente de curto circuito do módulo, para a irradiância G e uma temperatura de 25 °C em Ampere (A).

$I_{sc(STC)}$: corrente de curto circuito do módulo nas condições padrão de teste STC em A.

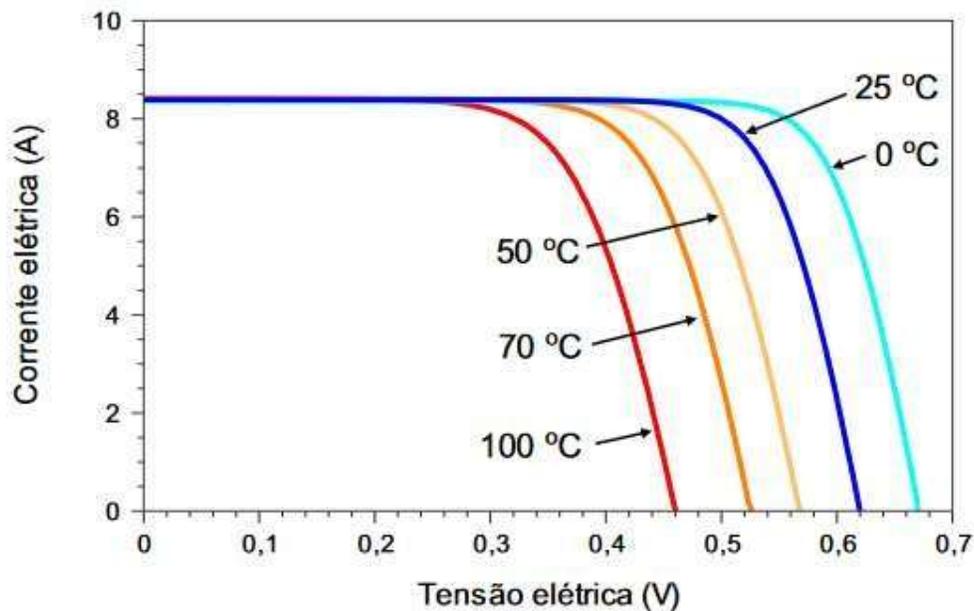
G : irradiância incidente sobre o módulo (W/m^2).

G_{STC} : irradiância nas STC, igual a $1.000\text{ (W}/\text{m}^2)$.

2.10.10 Influência da temperatura

As variações da irradiância solar incidente e da temperatura ambiente afetam a temperatura de operação das células fotovoltaicas que compõem os módulos fotovoltaicos. A Figura 26 mostra curvas I-V de uma célula fotovoltaica para diversas temperaturas com irradiância de $1.000\text{ W}/\text{m}^2$.

Figura 26 - Influência da temperatura da célula fotovoltaica na curva I-V



FONTE: [73]

O aumento da irradiância incidente e/ou da temperatura ambiente produz um aumento da temperatura da célula e diminui a tensão da célula, enquanto que sua corrente sofre uma elevação muito pequena, quase desprezível. Em uma célula de silício cristalino, um aumento de 100 °C na temperatura produz uma variação da ordem de $-0,2\text{ V}$ (-30%) em V_{oc} e de $+0,2\%$ em I_{sc} . Isso contribui para redução da eficiência da célula. Determinados módulos fotovoltaicos

de filmes finos apresentam uma menor influência da temperatura na potência de pico, embora também sofram redução no seu desempenho [73].

2.10.11 Estado da arte das células fotovoltaicas

A Tabela 8 apresenta a eficiência das melhores células fotovoltaicas fabricadas com diferentes materiais e tecnologias. A máxima eficiência foi obtida com células fotovoltaicas multijunção, atingindo o valor de 37,7%. Estas células são compostas de elementos dos grupos 13, 14 e 15 da tabela periódica (ou IIIA, IVA e VA da antiga classificação dos elementos na tabela periódica) e a combinação dos materiais permite absorver os fótons de grande parte do espectro solar. Para células de uma única junção, o limite teórico é da ordem de 30% (Limite de Schokley-Queiser). As melhores células fotovoltaicas de silício fabricadas em laboratório atingiram a eficiência de 25%, e lideram o mercado de energia fotovoltaica global.

Tabela 8 - Eficiência das células fotovoltaicas

TECNOLOGIAS		Eficiência (%)
Silício	Monocristalino	25,0 +/- 0,5
	Policristalino	20,4 +/- 0,5
	Filmes finos transferidos	20,1 +/- 0,4
Compostos III A-VA	GaAs (filme fino)	28,8 +/- 0,4
	GaAs (policristalino)	18,4 +/- 0,5
	InP (monocristalino)	19,6 +/- 06
Calcogênios Compostos IIB-VI A (ou 12-16)	CdTe (filme fino)	18,3 +/- 0,5
	GIGS($CuIn_xGa_{1-x}Se_2$)	19,6 +/- 0,6
	Filme fino	
Silício amorfo/nanocristalino	Amorfo (a-Si) (filme fino)	10,1 +/- 0,3
	Nanocristalino (nc-Si)	10,1 +/- 0,2
Multijunção	InGaP/GaAs/InGaSi	37,7 +/- 1,2
	a-Si/nc-Si/nc-Si (filme fino)	13,4 +/- 0,4
Células sensibilizadas por corantes (DSSC)		11,9 +/- 0,4
Célula orgânica (filme fino)		10,7 +/- 1,2

FONTE: [63]

2.10.12 Módulo fotovoltaico

Como visto nas seções anteriores, as células fotovoltaicas são dispositivos de baixa tensão, baixa corrente, e consequentemente de baixa potência. Então, precisam ser associados em série e/ou em paralelo para se obter dispositivos fotovoltaicos com níveis mais elevados de corrente, de tensão e de potência. Estes dispositivos maiores são chamados de módulos fotovoltaicos. Então, os módulos fotovoltaicos utilizados na usina objeto deste estudo, são módulos de silício, por serem os módulos mais vendidos atualmente, e tem eficiência na faixa de 20,4% a 25% como mostra a Tabela 8.

2.10.13 Associação de células em série

Na associação em série, o terminal positivo de uma célula fotovoltaica é conectado ao terminal negativo da outra célula, e assim por diante. Para dispositivos idênticos e submetidos à mesma irradiância, quando a ligação é em série, as tensões são somadas, a corrente elétrica não é afetada, a potência é soma da potência de cada célula, como mostram as Equações (63) e (64) [63].

$$V_M = V_{C1} + V_{C2} + \dots + V_{CN} = N_{cell} \cdot V_{cell} \quad (63)$$

$$I_M = I_{C1} = I_{C2} = \dots = I_{CN} \quad (64)$$

2.10.14 Associação de células em paralelo

Na associação em paralelo, os terminais positivos de cada célula são interligados entre si, assim como os terminais negativos. Para dispositivos idênticos e submetidos à mesma irradiância, quando a ligação é em paralelo, as correntes elétricas se somam, permanecendo inalterada a tensão, como mostram as equações (65), (66) e (67) [63].

$$I_M = I_{C1} + I_{C2} + \dots + I_{CN} = N_{cell} \cdot I_{cell} \quad (65)$$

$$V_M = V_{C1} = V_{C2} = \dots = V_{CN} \quad (66)$$

$$P_M = N_{cell} \cdot P_{cell} = V_M \cdot I_M \quad (67)$$

2.10.15 Potência dos módulos fotovoltaicos

Nos dois casos potência do painel é a soma da potência individual de cada módulo utilizado, conforme mostra a equação (68) [63].

$$P_M = N_{cell} \cdot P_{cell} = V_M \cdot I_M \quad (68)$$

2.10.16 Energia produzida por módulos fotovoltaicos

Já a energia elétrica produzida pelo módulo fotovoltaico (E_M) durante um tempo Δt , é igual a integral da potência no tempo Δt , conforme a equação (69) [63].

$$E_M = \int_{t_0}^t (V_M \cdot I_M) dt \quad (69)$$

Se a potência é expressa em W e o tempo em horas, então a energia elétrica produzida é dada em Wh.

2.10.17 O estado da arte dos módulos fotovoltaicos

O módulo fotovoltaico é o componente unitário de uma usina de geração de energia fotovoltaica e, dependendo da associação e das características das células, pode ter diferentes valores para tensão e corrente nominal [63][64]. Módulos com tensão nominal de 12 V, com 36 células em série, por exemplo são utilizados em carregadores de bateria comerciais e podem ser associados em série para sistemas de 24 V ou 48 V em corrente contínua. Para outras aplicações, é comum encontrar módulos com tensões nominais diferentes, com maior ocorrência entre 30 V e 120 V [63].

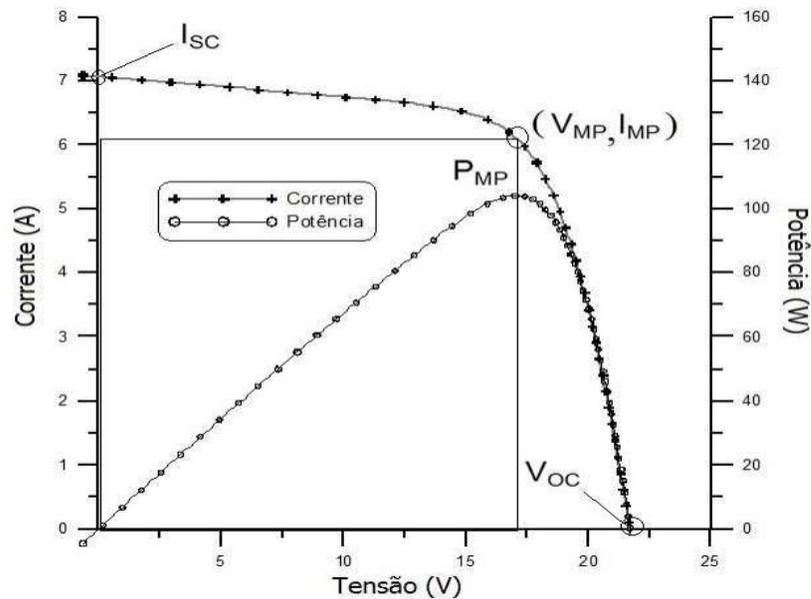
Para sistemas conectados à rede e para sistemas isolados, os níveis de tensão necessários são muito variáveis e muitas vezes exigem a associação de vários módulos em série, sendo por isto comum encontrar módulos com tensões nominais bastante diversificadas.

Um módulo é geralmente identificado pela sua potência elétrica de pico (W_p). A definição da potência de pico de um módulo fotovoltaico é feita nas condições-padrão de ensaio (*STC, do inglês Standard Test Conditions*), considerando irradiância solar de 1.000 W/m^2 sob uma distribuição espectral padrão e temperatura de célula de $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Porém, um conjunto de características técnicas devem ser observadas para que, a seleção do módulo seja compatível com a aplicação específica [63].

Quando um módulo fotovoltaico está posicionado na direção do sol, uma tensão pode ser medida entre os seus terminais positivo e negativo usando um voltímetro. A tensão

observada em um módulo desconectado é a tensão de circuito aberto (V_{OC}). Por outro lado, ao conectar os terminais desse módulo a um amperímetro mede-se sua corrente de curto-circuito (I_{SC}). Um dos ensaios mais completos para determinar as características elétricas de um módulo fotovoltaico é o traçado de sua curva característica I-V. A Figura 27 mostra uma curva típica um módulo com potência nominal de $100W_p$ [63].

Figura 27 - Curva característica de um módulo fotovoltaico



FONTE: [63]

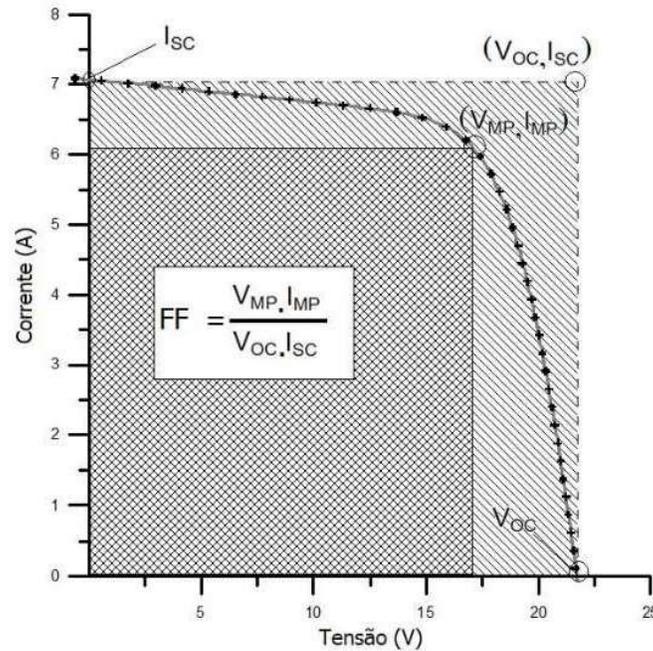
Para cada ponto na curva I-V, o produto da corrente tensão pela corrente, representa a potência gerada para aquela condição de operação. A Figura 27, também mostra, além da curva I-V, uma curva de potência em função da tensão, chamada de curva P-V, que identifica o ponto com o máximo valor de potência. A este ponto na curva de potência corresponde um ponto na curva de corrente, com valores de tensão e corrente específicos, que são denominadas, respectivamente, de tensão de máxima potência (V_{MP}) e corrente de máxima potência (I_{MP}). Este ponto é conhecido como o ponto de máxima potência (P_{MP})[63].

O ponto de máxima potência corresponde, então, ao produto da tensão de máxima potência (V_{MP}) e corrente de máxima potência (I_{MP}). Os valores (P_{MP}), (V_{MP}), (I_{MP}), V_{OC} e I_{SC} são os cinco parâmetros que especificam o módulo sob dadas condições de radiação, temperatura de operação de célula [63].

De forma similar ao mostrado para a célula fotovoltaica, o fator de forma (FF) do módulo é a grandeza que expressa quanto a sua curva característica se aproxima de um

retângulo no diagrama I-V. Quanto melhor a qualidade das células no módulo, mais próxima da forma retangular será sua curva I-V. A definição do FF é apresentada na Figura 28. A área hachurada simples corresponde ao produto $V_{0C} \times I_{SC}$, valor sempre acima da potência que módulo pode alcançar. Já a área duplamente hachurada representa o produto $V_{MP} \times I_{MP}$, ou seja a potência máxima do módulo [63].

Figura 28- Fator de forma



FONTE: [63]

Da mesma forma que para as células fotovoltaicas, a eficiência (η) dos módulos é obtida através da relação entre a potência elétrica máxima gerada e a irradiância solar. Quando este número é determinado nas condições-padrão de ensaio, a irradiância é de $G = 1.000 \text{ W/m}^2$ e a potência luminosa incidente no módulo pode ser calculada multiplicando-se este valor pela área do módulo (A_M) [63]. A Equação (70) apresenta o cálculo da eficiência do módulo.

$$\eta = (P_{MP}/G \cdot A_M) \times 100 \quad (70)$$

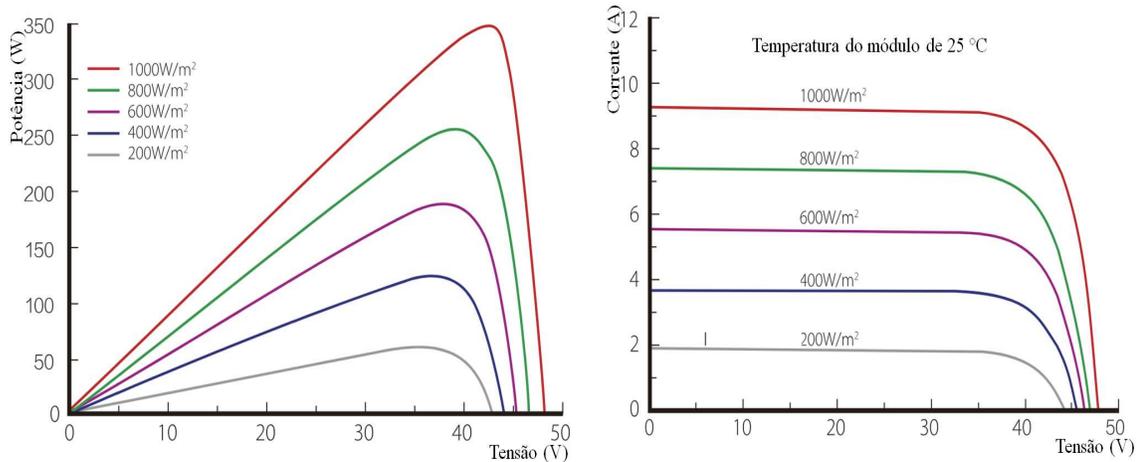
De maneira semelhante ao que ocorre com as células fotovoltaicas, o desempenho dos módulos fotovoltaicos é influenciado pela irradiância solar incidente sobre ele e pela temperatura dos mesmos.

2.10.18 Efeito da irradiância sobre os módulos fotovoltaicos

A corrente elétrica e a potência elétrica gerada pelo módulo aumentam com o aumento da irradiância solar. Assim, a corrente de curto-circuito tem um aumento linear com a irradiância [63][64]. Já a tensão sofre aumentos pouco significativos. A Figura 29 mostra o efeito variação da irradiância solar sobre a curva característica I-V (do lado direito) e da curva

P-V (do lado direito) para um módulo fotovoltaico de $350 W_P$, constituído de células de silício cristalino (c-Si) nas condições padrão de teste, de tecnologia LONGi, modelo LR6-72HV-350M [69].

Figura 29 - Efeito da irradiação solar

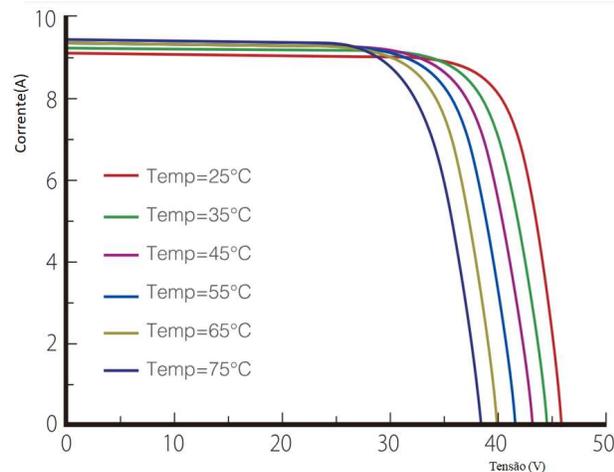


FONTE: [69]

2.10.19 Efeito da temperatura sobre os módulos fotovoltaicos

A incidência de radiação solar e a variação da temperatura ambiente implicam em uma variação de temperatura nas células que compõem os módulos [64][64]. A Figura 29 mostra o efeito da variação da temperatura das células sobre a curva característica I-V para um módulo fotovoltaico de $350 W$ com 72 células de silício cristalino (c-Si), de tecnologia LONGi, modelo LR6-72HV-350M, sob irradiância de $1.000 W/m^2$ para diversas temperaturas, deixando evidente que há uma queda de tensão importante com o aumento da temperatura do módulo. A corrente sofre uma elevação muito pequena que não compensa a perda causada pela diminuição da tensão [69].

Figura 30 - Efeito da temperatura do módulo fotovoltaico



FONTE: [69]

Uma vez que as condições-padrão de ensaio (STC) não representam, na maioria dos casos, as condições operacionais reais, as normas definem uma temperatura nominal para a operação as células nos módulos, na qual as características elétricas podem se aproximar mais, das características efetivas existentes em campo.

Nesse sentido, cada módulo tem uma temperatura nominal para suas células, que é obtida quando o módulo é exposto em circuito aberto a uma irradiância de 800 W/m^2 em um ambiente com temperatura do ar a 20°C e sofrendo ação de vento incidindo com velocidade de 1 m/s , que podem ser encontrada nas folhas de dados técnicos dos módulos fotovoltaicos, identificada pela sigla NOCT (*Nominal Operating Cell Temperature*). Esta temperatura é especificada geralmente na faixa de 40 a 50°C [63].

2.10.20 Principais módulos fotovoltaicos comerciais

Esta pesquisa identificou vários fabricantes, marcas e modelos de módulos e painéis fotovoltaicos. A Figura 31 mostra os vinte principais fabricantes de painéis globais, com base na potência total vendida em GW em 2022 [67].

O volume combinado de vendas dos quatro maiores fabricantes, ultrapassou 108 GW, representando aproximadamente 55% da participação total do mercado. Já o volume de vendido pelas dez principais marcas ultrapassou 168 GW, representando quase 85% da participação de mercado. Então, para não se tornar repetitivo, são apresentadas a seguir as especificações técnicas dos quatro maiores fornecedores de módulos fotovoltaicos globais: Jinko Solar, Trina Solar, LONGi Solar e JA Solar. O objetivo é mostrar que o estado da arte dos módulos fotovoltaicos é capaz de compor usinas fotovoltaica de grande porte [67] para um programa de hidrogênio para o setor automotivo brasileiro.

Figura 31 - Os vinte maiores fabricantes de módulos fotovoltaicos do mundo

Rank	Module Supplier	Shipment (GW)
1	 Jinko Solar	30-31
2	 Trina Solar	27-28
	 LONGi Solar	27-28
4	 JA SOLAR	24-25
5	 Canadian Solar	≈14
6	 risen	11.7
7	 ASTROENERGY A CHINT COMPANY	11.5
8	 TW SOLAR	11-12
9	 DASOLAR	7.5
10	 SUNTECH	4.5
	 Solargiga Energy	4.2-4.8
12	 YINGLI SOLAR	3.8
13	 DMEGC	3.6
14	 环晟光伏 HUASHENG SOLAR	3.5
15	 GCL	2.5
	 DA Solar	2.5
17	 EGING PV	2.3-2.5
	 REDSOLAR	2.3-2.5
19	 CECEP SOLAR	1.9
	 ZNSHINESOLAR	1.9

FONTE: [67]

As Tabelas 9, 10, 11 e 12 mostram as especificações técnicas de doze módulos fotovoltaicos dos quatro maiores fabricantes mundiais. A objetivo é dar uma ideia do estado da arte dos módulos fotovoltaicos possíveis de serem utilizados em usinas de grande porte, capazes de abastecer uma usina de hidrogênio com potência na ordem de MW.

Cada uma das tabelas mostra os parâmetros técnicos necessários para uma boa seleção e especificação técnica dos módulos na primeira coluna, a segunda coluna mostra a unidade de medida de cada parâmetro, as colunas 3, 4 e 5 mostram os três modelos de módulos do fabricante e seus respectivos dados técnicos.

Tabela 9 - Especificação de módulos fotovoltaicos JINKO SOLAR

PARÂMETRO TÉCNICO	UNIDADE	JKM390M-6RL STC - NOCT	JKM395M-6RL STC - NOCT	JKM400M-6RL STC - NOCT
Potência Máxima (P_{MAK})	W_P	390 - 290	395 - 294	400 - 298
Tensão Máx. Potência (V_{MP})	V	36,49 - 33,66	36,58 - 33,86	36,67 - 33,86
Corrente Máx. Potência (I_{MP})	A	10,69 - 8,62	10,80 - 8,69	11,02 - 8,87
Tensão de circuito aberto (V_{OC})	V	43,75 - 41,29	43,93 - 41,47	44,12 - 1,64
Corrente de curto-circuito (I_{SC})	A	11,39 - 9,20	11,48 - 9,27	11,57 - 9,34
Eficiência do módulo (h)	%	20,43	20,69	20,96
Temp. de operação NOTC	°C	45 +/- 2°C	45 +/- 2°C	45 +/- 2°C
Coefficiente de tensão V_{OC}	%/°C	- 2,8%/°C	- 2,8%/°C	- 2,8%/°C
Coefficiente de I_{SC}	%/°C	0,048%/°C	0,048%/°C	0,048%/°C
Máxima tensão do sistema	V	1000/1500(IEC)	1000/1500(IEC)	1000/1500(IEC)
Fator de degradação 1º. ano	%	2,0	2,0	2,0
Fator de degradação	% aa	0,55	0,55	0,55
Garantia de vida útil	anos	25	25	25

NI – Não informou

FONTE: [68]

A Tabela 9 mostra as especificações técnicas de três dos vários módulos fabricados pela JINKO SOLAR, líder mundial de vendas. É fácil ver que atualmente, este fabricante já disponibiliza módulos com potência de até 400 W_p nas condições padrão de teste, com eficiência da ordem de 20,96%, e quando associadas em série e em paralelo podem constituir usinas de energia elétrica com tensões de até 1.500 V, com elevados níveis de potência, dependendo da quantidade de módulos associados em série e em paralelo, respectivamente [68].

A Tabela 10 mostra as especificações técnicas de três dos vários módulos fabricados pela LONGi Solar, segundo colocado no Ranking mundial de vendas em 2022. Atualmente, este fabricante já disponibiliza módulos com potência de até 600 W_p nas condições padrão de teste, com eficiência da ordem de 23,2%, e quando associadas em série e em paralelo podem disponibilizar energia elétrica em tensões da ordem de 1.500 V, com elevados níveis de potências [69].

Tabela 10 - Especificação de módulos fotovoltaicos LONGi Solar

PARÂMETRO TÉCNICO	UNIDADE	LR6-72HV-350M STC - NOCT	LR6-72PH-370M STC - NOCT	LRS-72HTH-600M STC - NOCT
Potência Máxima (P_{MAX})	W_p	350 - 253	370 - 274,1	600 - 448
Tensão Máx. Potência (V_{MP})	V	38,2 - 34,4	39,4 - 36,4	44,66 - 40,75
Corrente Máx. Potência (I_{MP})	A	9,16 - 7,80	9,39 - 7,53	13,44 - 11,00
Tensão de circuito aberto (V_{OC})	V	46,9 - 43,1	48,3 - 45,1	52,81 - 49,58
Corrente de curto-circuito (I_{SC})	A	9,68 - 7,8	9,84 - 7,53	14,46 - 11,68
Eficiência do módulo (h)	%	18,1	19,1	23,20
Temp. de operação NOTC	°C	-40°C +85°C	-40°C +85°C	-40°C +85°C
Coefficiente de tensão V_{OC}	%/°C	-0,330	-0,286	-0,23
Coefficiente de I_{SC}	%/°C	0,059	0,057	0,05
Máxima tensão do sistema	V	1500	1500	1500
Fator de degradação 1º. ano	%	2,0	2,0	1,5
Fator de degradação	% aa	0,55	0,55	0,40
Garantia de vida útil	anos	25	25	25

NI – Não informou

FONTE: [69]

Tabela 11 mostra as especificações técnicas dos módulos de silício mono cristalino, de 132 células, dimensões de 2384x1303x33 mm, fabricados e comercializados pela TRINA SOLAR, terceiro colocado no *Ranking* mundial de vendas em 2022, com garantia de produto por 12 anos, e potência garantida por 25 anos com degradação de 2% no primeiro ano e atenuação de 0,55% ao ano. É fácil ver que atualmente, que este fabricante já disponibiliza módulos com potência de até 670 W_p nas condições padrão de teste, com eficiência da ordem de 21,60%, e quando associadas em série e em paralelo podem constituir usinas de energia com tensões de até 1.500 V, com elevados níveis de potências, dependendo da quantidade de módulos associadas em série e em paralelo [70].

Tabela 11 - Especificação de módulos fotovoltaicos TRINA SOLAR

PARÂMETRO TÉCNICO	UNIDADE	TSM-DE21-650 STC - NOCT	TSM-DE21-660 STC - NOCT	TSM-DE21-670 STC - NOCT
Potência Máxima (P_{MAK})	W_P	650 - 492	660 - 500	670 - 508
Tensão Máx. Potência (V_{MP})	V	37,4 - 34,9	37,8 - 35,3	38,2 - 35,60
Corrente Máx. Potência (I_{MP})	A	17,39 - 14,09	17,47 - 14,17	17,55 - 14,26
Tensão de circuito aberto (V_{OC})	V	45,3 - 42,70	45,7 - 43,0	46,1 - 43,4
Corrente de curto-circuito (I_{SC})	A	18,44 - 14,89	18,53 - 14,93	18,62 - 15,01
Eficiência do módulo (h)	%	20,90 - NI	21,2 - NI	21,60 - NI
Temp. de operação NOTC	°C	-40°C +85°C	-40°C +85°C	-40°C +85°C
Coeficiente de tensão V_{OC}	%/°C	-0,34	-0,34	-0,34
Coeficiente de I_{SC}	%/°C	0,04	0,04	0,04
Máxima tensão do sistema	V	1500	1500	1500
Fator de degradação 1º. ano	%	2,0	2,0	2,0
Fator de degradação	% aa	0,55	0,55	0,55
Garantia de vida útil	anos	25	25	25

NI – Não informou

FONTE: [70]

A Tabela 12 mostra as especificações técnicas de três dos vários módulos fabricados pela JA Solar, quarto colocado no *Ranking* mundial de vendas em 2022. É fácil ver que atualmente, este fabricante já disponibiliza módulos com potência de até 630 W_p nas condições padrão de teste, com eficiência da ordem de 22,25%, e quando associadas em série e em paralelo podem disponibilizar energia elétrica em tensões de até 1.500 V, com elevados níveis de potências, dependendo da quantidade de módulos associados em série e em paralelo, respectivamente [71].

Tabela 12 - Especificação de módulos fotovoltaicos JA SOLAR

PARÂMETRO TÉCNICO	UNIDADE	JAM72D40 580/MB STC - NOCT	JAM72D40 600/LB STC - NOCT	JAM72D42 630/LB STC - NOCT
Potência Máxima (P_{MAK})	W_P	580 - NI	600 - NI	630 - NI
Tensão Máx. Potência (V_{MP})	V	44,02 - NI	34,76 - NI	43,90 - NI
Corrente Máx. Potência (I_{MP})	A	13,17 - NI	13,71 - NI	14,35 - NI
Tensão de circuito aberto (V_{0C})	V	51,95 - NI	52,40 - NI	52,47 - NI
Corrente de curto-circuito (I_{sc})	A	13,84 - NI	14,48 - NI	15,21 - NI
Eficiência do módulo (h)	%	22,5 - NI	22,7 - NI	22,25 - NI
Temp. de operação NOTC	°C	-40°C +85°C	-40°C +85°C	-40°C +85°C
Coefficiente de tensão V_{0C}	%/°C	-0,26	-0,26	-0,26
Coefficiente de I_{sc}	%/°C	0,046	0,046	0,046
Coefficiente de M_{max}	%/°C	-0,30	-0,30	-0,30
Máxima tensão do sistema	V	1500	1500	1500
Fator de degradação 1º. ano	%	0,55	0,55	0,55
Fator de degradação	% aa	0,55	0,55	0,55
Garantia de vida útil	anos	25	25	25

NI: Não informou

FONTE: [71]

2.10.21 O fator de degradação dos módulos fotovoltaicos

Como se vê nas tabelas com as especificações de técnicas dos módulos fotovoltaicos mais vendidos no mundo, mostradas anteriormente, os módulos fotovoltaicos se degradam ano a ano, desde o momento que entram em operação, com perdas significativas de capacidade durante todo o tempo de uso.

A taxa ou fator de degradação é o termo usado para descrever o declínio da capacidade de geração de energia que uma usina fotovoltaica irá sofrer ao longo do tempo de operação, e está associada a construção dos módulos, a instalação da usina e as condições ambientais do local onde a usina está instalada [72].

Essa taxa de degradação varia de acordo com a tecnologia utilizada na fabricação dos módulos, com a qualidade da instalação do sistema, e com as condições ambientais do local onde os módulos estão instalados, tais como a presença de neve, umidade, calor e poeira [72].

Em [73] é mostrada uma análise do histórico de taxas de degradação relatados na literatura durante os últimos 40 anos, com quase 2.000 taxas de degradação observadas e medidas em módulos individuais e de sistemas completos. Este estudo mostra que a taxa de degradação média é de 0,8%/ano e o valor mediano de 0,5%/ano. A maioria, 78% de todos os dados, relatou uma taxa de degradação menor do 1%/ano. O trabalho também mostra, que as diferenças mais significativa entre as taxas de degradação do módulo e do sistema observadas no início do uso da energia fotovoltaica, diminuíram, resultando em uma melhoria substancial em direção à estabilidade dos componentes, e que o equilíbrio do sistema foi alcançado.

Apesar dos progressos alcançados na última década, várias questões interessantes, como a linearidade e o impacto preciso do clima sobre os módulos e sobre os sistemas fotovoltaicos, não foram respondidos de forma satisfatória. No entanto, o número de publicações sobre desempenho de longo prazo tem crescido rapidamente nos últimos anos, refletindo a importância do assunto. Muitos pesquisadores esperam que esta tendência continue, de modo que, o aumento de informação possa orientar melhor o desenvolvimento de novos testes, a curto prazo. A experiência acumulada neste tema já é suficiente para apoiar as garantias de vida útil oferecidas pelos fabricantes, tanto que já existem sistemas operando a mais de 25 anos com desempenho razoável [73], e os principais fabricantes mundiais oferecem garantias de performance por até 25 anos.

De fato, os fabricantes dos módulos mostrados nas Tabelas 9, 10, 11 e 12, garantem certos limites de degradação de seus módulos. Os módulos da Jinko Solar e Trina Solar apresentados, degradam 2% no primeiro ano, e de forma linear, a uma taxa de 0,55% ao ano, ao longo de toda a vida útil [68] [70]. Já os módulos LONGi degradam 1,5% no primeiro ano e 0,4% ao ano ao longo dos outros 24 anos [69]. E por fim, os módulos fotovoltaicos fabricados pela JA Solar degradam-se, segundo o fabricante, a uma taxa linear de 0,55% ao ano [71].

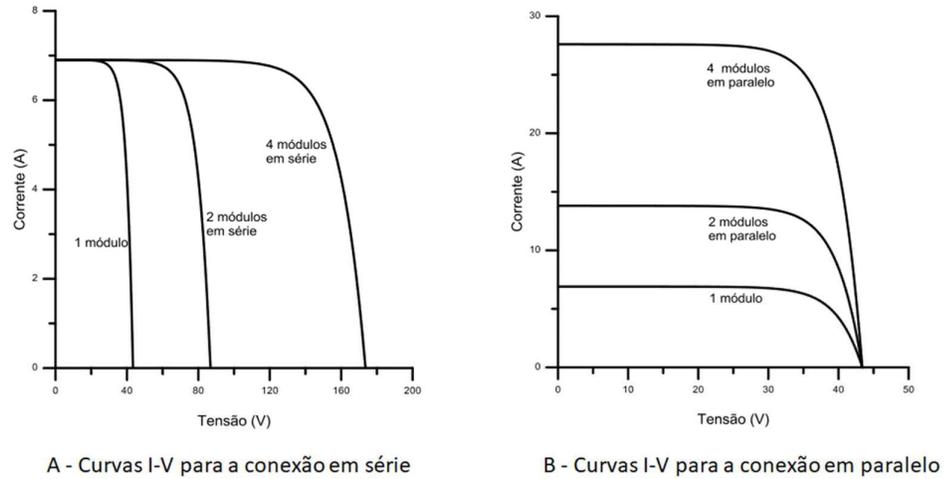
Por isso, o projetista de sistemas fotovoltaicos deve considerar o fator de degradação dos módulos no dimensionamento dos módulos, de forma que o suprimento da demanda de energia seja previsível durante toda a vida útil do projeto. O efeito de se considerar o fator de degradação será um aumento na potência nominal do painel, que aumentará o custo de capital.

2.10.22 Sistemas fotovoltaicos

Da mesma forma que as células fotovoltaicas são associadas em série e em paralelo para se obter módulos fotovoltaicos, estes também são associados em série e/ou paralelo para se obter os sistemas ou usinas fotovoltaicas com níveis de corrente, de tensão e de potência

maiores para atender as necessidades de cada projeto específico de usinas de geração de energia fotovoltaica, conforme mostra a Figura 32.

Figura 32- Efeito da associação de módulos fotovoltaicos



FONTE: [63]

2.10.23 Associação de módulos em série

Na associação de módulos em série, o terminal positivo de um módulo é conectado ao terminal negativo do outro módulo, e assim por diante. Para dispositivos idênticos e submetidos à mesma irradiância, quando a ligação é em série, as tensões são somadas, a corrente elétrica não é afetada, a potência é soma da potência de cada célula, formando sistemas de grandes capacidades. As equações (71) e (72) mostram a tensão, e a corrente elétricas de sistemas fotovoltaicos [63].

$$V_S = V_{M1} + V_{M2} + \dots + V_{MN} = N_{Mod} \cdot V_{Mod} \quad (71)$$

$$I_S = I_{M1} = I_{M2} = \dots = I_{MN} \quad (72)$$

2.10.24 Associação de módulos em paralelo

Na associação de módulos em paralelo, os terminais positivos de cada módulo são interligados entre si, assim como os terminais negativos. Para módulos idênticos e submetidos à mesma irradiância, quando a ligação é em paralelo, as correntes elétricas se somam, permanecendo inalterada a tensão, como mostram as equações, (73) e (74) [63].

$$I_S = I_{M1} + I_{M2} + \dots + I_{MN} = N_{Mod} \cdot I_{Mod} \quad (73)$$

$$V_s = V_{c1} = V_{c2} = \dots = V_{cN} \quad (74)$$

2.10.25 Potência dos sistemas fotovoltaicos

Já a potência do sistema, nos dois casos, é a soma da potência individual de cada módulo utilizado, conforme mostra a equação (75) [63].

$$P_s = N_{Mod} \cdot P_{Mod} = V_s \cdot I_s \quad (75)$$

2.10.26 Energia produzida por módulos fotovoltaicos

Já a energia elétrica produzida pelo módulo fotovoltaico (E_M) durante um tempo Δt , é igual a integral da potência no tempo Δt , conforme a equação (76) [63].

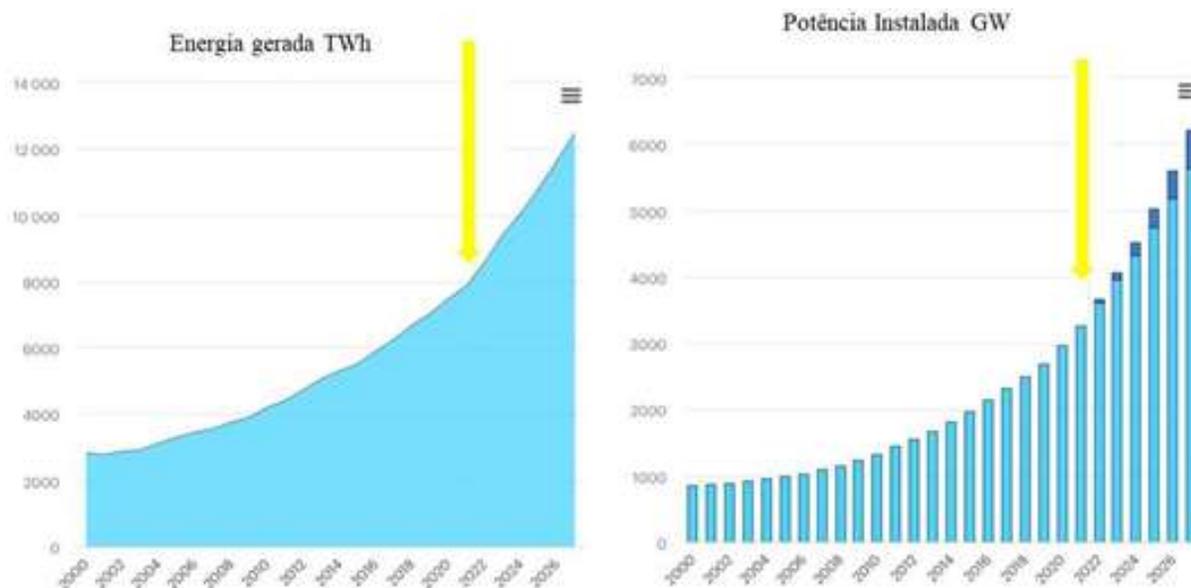
$$E_s = \int_{t_0}^t (V_s \cdot I_s) dt \quad (76)$$

Se a potência é expressa em W e o tempo em horas, então a energia elétrica produzida é dada em Wh.

2.10.27 O estado da arte das usinas fotovoltaicas de grande porte

Em 2022, a geração solar fotovoltaica mundial foi recorde, com um aumento de 270 TWh correspondente aumento de 26% em relação a 2021, atingindo quase 1.300 TWh, apresentando o maior crescimento absoluto de geração de todas as tecnologias renováveis em 2022, ultrapassando a energia eólica pela primeira vez na história. A capacidade instalada de energia solar fotovoltaica atualmente é da ordem de 3.500 GW deverá ultrapassar a do carvão até 2027, tornando-se a maior fonte de energia elétrica do mundo [74]. A Figura 33 mostra o crescimento da produção de energia fotovoltaico, bem como, o crescimento da potência instalada em todo o mundo.

Figura 33 - Crescimento do uso de energia fotovoltaica



FONTE: [74]

Atualmente, a China é líder mundial na geração de energia solar, com capacidade instalada de mais de 400 gigawatts. No entanto, muitas nações estabeleceram metas ambiciosas de produção de energia para o futuro e estão construindo usinas de energia fotovoltaica em grande escala para satisfazer as suas necessidades energéticas [74].

A maior usina de geração de energia fotovoltaica do mundo é a Bhadla Solar Park com capacidade de 2,25 GW, está localizada no distrito de Jodhpur, na Índia, ocupa uma área de 14.000 acres, exigiu investimento de mais de 1,3 bilhões de dólares, e utilizou mais de 10 milhões de módulos fotovoltaicos [75].

A segunda maior usina de geração de energia fotovoltaica é o Parque Solar Huanghe Hydropower Hainan está localizado na remota província de Qinghai, na China. É a maior instalação solar do país, com capacidade solar instalada de 2,2 GW. A usina exigiu um investimento de aproximadamente 2,3 bilhões de dólares, possui capacidade de armazenamento de 202,8 megawatts. A usina foi desenvolvida em 5 fases, e está espalhada por uma área de 564 hectares e entrou em operação em 2020. Atualmente, há planos de ampliar a capacidade para 10 GW [75].

A terceira maior usina de geração de energia fotovoltaica é o Parque Solar Pavagada fica no distrito de Tumkur, em Karnataka, na Índia. A instalação de 2,05 GW abrange uma área de 13.000 acres e foi desenvolvida pela Karnataka Solar Power Development Corporation. Um investimento de 2 bilhões de dólares foi feito para a construção da usina. O parque solar foi inaugurado em dezembro de 2019. Karnataka é considerado o principal estado solar da Índia,

com a energia solar constituindo aproximadamente 22% da capacidade total de energia [75].

A quarta maior usina de energia fotovoltaica do mundo é o parque solar Benban, que está localizado na vila de Benban, na província de Aswan, no Egito, e é o maior projeto solar da África. O parque é equipado com 41 usinas de energia fotovoltaica menores, que juntas somam 1,6 GW de capacidade. Este complexo energético ocupa uma área de 9.000 acres foi conectada à Rede Elétrica Nacional do Egito em 2019 e atualmente abastece mais de 420.000 residências [75].

A quinta maior usina de energia fotovoltaica do mundo está instalada em Ningxia, na China. A instalação possui uma capacidade de 1,547 GW. Também conhecida como Grande Muralha Solar, a usina solar propriedade da China National Grid e da Zhongwei Power Supply Company. Entrou em operação em 2017 e agora abastece mais de 600.000 residências [75].

Como se vê, várias nações do mundo estão investindo enormes quantias de dinheiro na expansão dos seus parques solares existentes, ao mesmo tempo que estão implantando novas instalações para cumprir os seus objetivos energéticos. Além disso, isso demonstra que a geração de energia fotovoltaica já tem tecnologia suficiente madura para garantir o suprimento de energia para um eventual programa de produção de hidrogênio verde.

2.11 O estado da arte das usinas fotovoltaicas de grande porte do Brasil

No Brasil, as primeiras instalações de geração de energia fotovoltaica foram mencionadas pela primeira vez no BEN - Balanço Energético Nacional no ano de 2011, como tendo uma capacidade instalada de 1,0 MW e desde então, só cresce. Em 2015, já eram 21,0 MW, em 2020 já acumulava 3.297,0 MW e em 2021 totalizava 4.632 MW de capacidade instalada [19]. Tudo isso, mostra que a geração de energia elétrica fotovoltaica já tem tecnologia consolidada no mundo e também no Brasil.

A primeira usina fotovoltaica de larga escala do Brasil foi a Usina Solar Tauá, inicialmente, de propriedade do Grupo EBX e hoje pertence a ENEVA. A usina foi instalada em 2011, na cidade de Tauá, no estado do Ceará, no semiárido nordestino. A usina tem capacidade nominal de 1,0 MW_p, capacidade suficiente para suprir eletricidade para 1.500 residências, gerando 1,56 GWh por ano. Para isto, foram instalados 4.680 módulos fotovoltaicos de modelo KD215GH-2PU da fabricante japonesa Kyocera [76].

Cada um dos módulos fotovoltaicos de modelo KD215GH-2PU tem potência nominal de 215W_p, tensão nominal de 26,6V e corrente nominal de 8,09 A, é constituído de 54 células de fotovoltaicas de silício poli cristalino agrupadas (associadas em série e em paralelo), com

dimensões de 156x156mm, possuindo assim um tamanho total de 1,5m de comprimento por 0,99m de largura, e apresenta eficiência de 16% [76].

Os painéis 4860 foram agrupados em 18 grupos de 20 módulos em série e 13 grupos, formando 18 grupos de 260 módulos. Assim, com a soma das tensões, passam a ter como característica uma tensão, por grupo, de $20 \times 26,6V = 532 V$, e a corrente total de $13 \times 8,09 A = 105,2 A$, que resulta em um de potência $P = 260 \times 215 W = 55,9 kW_p$ por arranjo de 260 módulos.

Os 18 grupos de 260 módulos foram associados em paralelo dois a dois, formando 9 de grupos de 520 painéis de 532 V, 16,18 A e 111,8 kW, cuja potência total é $P = 9 \times 111,8 kW = 1.006 kW$ [76].

Nove conversores DC/AC convertem a corrente contínua, produzido pela usina fotovoltaica, em corrente alternada com frequência de 60Hz, que em seguida é transformada para 13.800 V em uma subestação elevadora de 1,25 MVA e conectada ao sistema elétrico da concessionária local, que na época era a COELCE [76].

A usina fotovoltaica de Tauá está instalada em uma área de 12 mil metros quadrados, e demandou investimento total de 10,0 milhões de reais, que convertido a uma taxa de câmbio de 5,007599 U\$/Real [77], no dia 31/12/2011, resultou em um investimento da ordem 2,0 milhões de Dólares.

A usina solar de Tauá foi dimensionada para crescer em três etapas. A unidade, atual tem capacidade de 1,0 MW. A segunda etapa já tem expansão para 5 MW aprovada pela ANEEL, quando passará a ser constituída por um total de 22 mil painéis fotovoltaicos e capacidade para produzir 7,74 milhões kWh/ano. Na terceira etapa, estão previstos 220 mil painéis, com capacidade instalada de 50 MW [76].

Em 2023, o Brasil ultrapassou a marca de 32,0 (GW) de potência instalada da fonte solar fotovoltaica, somando as usinas de grande porte e os sistemas de geração própria de energia em telhados, fachadas e pequenos terrenos, o equivalente a 14,70 % da matriz elétrica do país [78][79].

Atualmente existem várias usinas fotovoltaicas em operação no Brasil, dentre elas destacamos aqui, as cinco maiores [79].

- A maior delas - usina solar fotovoltaica Janaúba 2, da Elera Renováveis, instalada em Janaúba - MG, que tem capacidade total de 1,2 GW_p , que exigiu investimento da ordem de 4,0 bilhões de Reais;

- Parque solar São Gonçalo, da Enel Green Power, instalada em São Gonçalo doGurguéia - PI, com capacidade total de 864 MW_p , que exigiu investimento da ordem de 2,2 bilhões de Reais;
- Futura Solar, da Eneva, instalada em Juazeiro - BA, com capacidade total de 837 MW_p , que exigiu investimentos da ordem de 3,2 bilhões de Reais;
- Usina Sol do Serrado, da Vale, instalada em Jaíba - MG, com capacidade total de 766 MW_p , que exigiu investimento da ordem de 3,0 bilhões de Reais;
- Usina Hélio Valgas, da COMERC, instalada em Várzea da Palma - MG, com capacidade total de 662 MW_p , que exigiu investimento da ordem de 2,0 bilhões de Reais.

Com a combinação de tecnologias como a solar fotovoltaica, o armazenamento de energia elétrica em baterias, que permitem armazenar a eletricidade produzida pelo sol, para ser utilizada em qualquer momento do dia ou da noite, e o hidrogênio verde, que pode substituir combustíveis fósseis em setores como indústria, geração de energia e transportes, o Brasil pode, impulsionar seu desenvolvimento social, econômico e ambiental, com a geração de milhares de novos empregos verdes, trazendo mais renda para os trabalhadores e mais oportunidades para a população. Além disso, possibilitará a liderança internacional do Brasil na transição energética global [78] [79].

Por fim, de tudo que foi apresentado neste capítulo, é possível afirmar que o estado da arte das tecnologias das células fotovoltaicas, dos módulos fotovoltaicos, e dos sistemas fotovoltaicos, já constituem tecnologias suficientemente maduras para compor usinas de geração capazes de fornecer eletricidade para usinas *off-grid* de eletrólise alcalina da água, em um eventual programa de hidrogênio para o setor de transporte no Brasil e em qualquer outro lugar do mundo.

2.11 Configuração da usina de eletrólise fotovoltaica

De tudo que foi mostrado até este ponto, é possível dizer que existem inúmeras configurações possíveis para uma usina de hidrogênio, uma vez que dependem da fonte de energia, e existem várias fontes de energia possíveis; depende do tipo e da tecnologia do eletrolisador a ser empregado, e existem pelo menos duas tecnologias de eletrolisadores com diversos níveis de eficiência; depende do uso do hidrogênio produzido, e existem inúmeros usos

energéticos e não energéticos de hidrogênio; depende também da capacidade de produção de hidrogênio pela usina e conseqüentemente, dos parâmetros elétricos em termos de potência, tensão e corrente, conforme mostrado em capítulos anteriores.

Neste contexto, a configuração da usina objeto deste estudo foi definida ainda na fase de projeto, como premissa, como sendo uma usina de eletrólise alcalina alimentada com energia fotovoltaica *off-grid* de 1,0 MW, com a visão de que ela possa ser uma usina de referência, que pode ser usada como demonstração em um eventual programa de hidrogênio para o setor automotivo brasileiro. Então, este capítulo tem como objetivo apresentar uma configuração típica de uma usina desse tipo e, a partir dela, especificar e dimensionar os equipamentos de conversão de energia e estocagem do hidrogênio.

- *A usina de eletrólise fotovoltaica de 1,0 MW_e objeto deste estudo*

A usina objeto deste estudo foi descrita no Capítulo 1 e mostrado na Figura 3, e trata-se de uma usina de eletrólise de 1,0 MW_e, que pode ser configurada de diversas maneiras. Pois dependem das especificações dos módulos fotovoltaicos; depende da quantidade de células fotovoltaicas de cada módulo, e da forma que os módulos são associados; depende da especificação das células eletroquímicas e dos eletrolisadores selecionados, e de como eles são associados; depende também da autonomia e da capacidade dos tanques, em que serão estocados, etc. Por exemplo:

- Um painel fotovoltaico de 1,0 MW_p e um banco de baterias, alimentando um único eletrolisador, e estocando a produção de hidrogênio em um único tanque, capaz de armazenar a produção por um período qualquer;
- Um painel fotovoltaico de 1,0 MW_p sem banco de baterias alimentando um único eletrolisador, e estocando a produção de hidrogênio em um único tanque, capaz de armazenar a produção por período qualquer;
- Cinco painéis de 200 kW_p com ou sem banco de baterias alimentando cinco eletrolisadores com potência de entrada de 200 kW, estocando a produção de hidrogênio em um único tanque, capaz de armazenar a produção por um período de tempo qualquer;
- Cinco painéis de 200 kW_p com ou sem banco de baterias, alimentando cinco eletrolisadores com potência de entrada de 200 kW, estocando a produção de hidrogênio em cinco tanques menores, capazes de armazenar a produção por um período de tempo qualquer;

- Quatro painéis de 250 kW_p com ou sem banco de baterias, alimentando quatro eletrolisadores de potência de entrada de 250 kW , estocando a produção de hidrogênio em quatro tanques menores, capazes de armazenar a produção por um período de tempo qualquer.

Enfim, o projetista capacitado e experiente pode usar a imaginação, quando trabalha com usinas de hidrogênio, pois a diversidade de dispositivos disponíveis no mercado é muito grande. Então, como definido no projeto de pesquisa desta tese, a usina objeto deste estudo consiste em um painel fotovoltaico de $1,0 \text{ MW}_p$ equipado com um banco de baterias, cujo hidrogênio produzido é estocado no próprio local de produção, onde será fornecido ao consumidor final. Então, neste caso, a usina tem a configuração descrita no item 1) conforme descrito anteriormente, ou seja, um painel fotovoltaico de $1,0 \text{ MW}_p$ e um banco de baterias, alimentando um único eletrolisador, e estocando a produção de hidrogênio em um único tanque, capaz de armazenar a produção por um período qualquer. Portanto, partindo da potência nominal de $1,0 \text{ MW}$, é necessário definir e especificar os principais componentes de potência da usina: a) o sistema fotovoltaico, b) o banco de baterias, c) o eletrolisador e, d) o tanque de hidrogênio.

- *O sistema fotovoltaico*

Como demonstrado, existem várias possibilidades de configurações de uma usina de eletrólise fotovoltaica com capacidade de nominal de $1,0 \text{ MW}_p$. Uma das possibilidades é apresentada de forma didática, aqui, para possibilitar que leitores interessados no tema, possam pensar e criar outras próprias configurações.

- Definir o módulo fotovoltaico

O primeiro passo é escolher qual módulo será utilizado, dentre as inúmeras possibilidades de módulos comerciais existentes, já mencionadas e as opções apresentadas nas Tabelas 9, 10, 11 e 12.

Então, o módulo escolhido para este trabalho foi o LR6-72HV-350M da LONGi Solar. A escolha desse módulo, deveu-se ao fato de que todas as informações técnicas já foram mostradas na Tabela 10, é um dos módulos fabricados pela LONGi Solar, líder mundial de vendas, e já está na biblioteca do HOMER PRO, e isso facilita as simulações, pois basta selecioná-lo e usá-lo. Embora, seja possível incluir qualquer módulo no HOMER PRO, sem nenhuma dificuldade. A Tabela 13, mostra os dados ou especificação deste módulo.

Tabela 13- Dados do módulo LR6-72HV-350M da LONGi Solar

PARÂMETRO TÉCNICO	UNIDADE	LR6-72HV-350M STC - NOCT
Potência Máxima (P_{MAK})	W_P	350 - 253
Tensão Máx. Potência (V_{MP})	V	38,2 - 34,4
Corrente Máx. Potência (I_{MP})	A	9,16 - 7,80
Tensão de circuito aberto (V_{OC})	V	46,9 - 43,1
Corrente de curto-circuito (I_{SC})	A	9,68 - 7,8
Eficiência do módulo (h)	%	18,1
Temp. de operação NOTC	°C	-40°C +85°C
Coeficiente de tensão V_{OC}	%/°C	-0,330
Coeficiente de I_{SC}	%/°C	0,059
Máxima tensão do sistema	V	1500
Fator de degradação 1º. ano	%	2,0
Fator de degradação	% aa	0,55
Fator de degradação	%	90,0
Garantia de vida útil	Anos	25

FONTE: Adaptado de [69]

- O número de módulos e característica da usina fotovoltaica

Uma vez definido o módulo a ser utilizado, e conhecendo as suas características, o próximo passo é determinar a quantidade de módulos (N_{Mod}) necessária.

O número de módulos (N_{mod}) pode ser calculado pela Equação (75), que relaciona potência do sistema fotovoltaico (P_S), com a potência de cada módulo (P_{mod}), que devidamente ajustada, resulta na Equação (77), que calcula o número de módulos.

$$P_S = N_{mod} \cdot P_{mod} \quad (75)$$

$$N_{mod} = \frac{P_S}{P_{mod}} \quad (77)$$

$$N_{mod} = \frac{P_S}{P_{mod}} = 1.000.000/350 = 2.860$$

- O número de módulos (N_{Mod}) = 2.860.

- Definir o número de sistemas ou painéis fotovoltaicos

Os 2.860 módulos fotovoltaicos determinados anteriormente podem ser arranjados em cinco painéis ou sistemas menores. Então, a usina objeto deste estudo será composta de cinco painéis de 572 módulos, que corresponde a divisão de 2.860 por 5.

- Definir a tensão de cada sistema fotovoltaico

Como dito ao longo do capítulo anterior, os módulos devem ser agrupados em série para se obter tensões compatíveis com cada projeto. Neste caso, os 572 módulos são associados em grupos de 20 módulos em série e 29 em paralelo.

O valor da tensão do sistema (V_s) é calculado pela equação (71).

$$V_S = V_{M1} + V_{M2} + \dots + V_{MN} = N_{Mod} \cdot V_{Mod} \quad (71)$$

Como a tensão de máxima potência apresentado na Tabela 13, para o módulo selecionado é de 38,2 V, resulta em:

$$V_S = 20 \times 38,2 = 764 \text{ V.}$$

Então, a tensão disponibilizada pelo sistema fotovoltaico é de 764 V, que alimentará o eletrolisador.

- Definir a corrente máxima de cada sistema fotovoltaico

A corrente (I_s) do sistema fotovoltaico, pode ser calculado pela equação (73), onde a corrente de cada um dos 29 módulos (I_{MN}), para a condição de máxima potência (I_{MP}), é igual 9,16 A, e resulta em 280,7 A, conforme pode ser visto a seguir:

$$I_S = I_{M1} + I_{M2} + \dots + I_{MN} = N_{Mod} \cdot I_{Mod} = 29 \times 9,16 \text{ A} = 265,64 \text{ A.}$$

A potência de cada sistema fotovoltaico formado por de 572 módulos é dada pela Equação (75) e resulta em 200 kW, como está mostrado a seguir.

$$P_S = V_S \cdot I_S \quad (75)$$

$$P_S = V_S \cdot I_S = 764 \text{ V} \times 265,6 \text{ A} = 200 \text{ kW}.$$

A potência total da usina fotovoltaica é então, de $5 \times 200 \text{ kW} = 1.000 \text{ kW} = 1,0 \text{ MW}$, e a corrente elétrica máxima da usina é $5 \times 265,64 \text{ A} = 1.328,20 \text{ A}$.

- *Definir o banco de baterias*

Existe uma infinidade de baterias que podem ser utilizadas para uma eventual usina de eletrólise. O HOMER PRO disponibiliza pelo menos uma centena delas. Porém, neste trabalho, optou-se por uma bateria genérica de 12 V e capacidade de 1,0 kWh, com especificações mostradas na Tabela 14.

Tabela 14- Especificação da bateria genérica

PARÂMETRO TÉCNICO	UNIDADE	Valor
Capacidade Nominal (C_n)	kWh	1,0
Tensão Nominal (V_n)	V	12
Máxima Capacidade (C_{MAK})	Ah	83,4
Taxa de capacidade	-	0,827
Taxa constante	1/h	0,827
Eficiência (h)	%	80
Corrente de carga Máxima (I_{CMAK})	A	16,7
Corrente descarga máxima (I_{DMAK})	A	24,3
Taxa máxima de carga (I/t)	A/h	1

FONTE: [80]

Como mostrado na Tabela 14, cada bateria tem tensão nominal de 12V. Como a tensão fornecida pelo sistema fotovoltaico é de 764 V, cada “string” deve conter $764 \text{ V}/12\text{V} = 64$ baterias, com as características mostradas na Tabela 14.

O HOMER PRO, na tentativa de otimizar o sistema, simulará para diversos “strings” e disponibilizará os resultados para análise e tomada de decisão, quanto ao uso ou não de baterias.

- *Definir o eletrolisador*

Como dito anteriormente, a usina será avaliada como um eletrolisador genérico com as características técnicas descritas a seguir.

- Potência nominal do eletrolisador

Sendo a potência nominal do sistema fotovoltaico de 1,0 MW, e considerando que o eletrolisador tenha uma eficiência de 0,69%, teremos um eletrolisador com potência de saída de 690 kW, que é totalmente convertido em hidrogênio.

- Tensão do eletrolisador

Como a tensão de suprimento de energia fotovoltaica é em 764 V, o eletrolisador deve ser especificado para esta mesma tensão.

- Corrente do eletrolisador

A corrente elétrica do eletrolisador é definido pela Equação (43) que relaciona a potência fornecida ao eletrolisador (W_{Elet}), e a tensão aplicada ao eletrolisador, que é 764 kV.

$$W_{Elet} = V_{Elet} \cdot I_{Elet} \quad (43)$$

Como a potência entregue ao eletrolisador é 1.000 kW e a tensão de entrada é de 764 V, a corrente fornecida pelo sistema fotovoltaico ao eletrolisador será de 1.328,20 A, conforme está calculado a seguir.

$$I_{Elet} = 1.000.000 \text{ W} / 764 \text{ V} = 1.328,20 \text{ A}$$

- Eficiência do eletrolisador

A eficiência energética do eletrolisador foi definido por premissa, ainda no capítulo, como sendo 69%, como defende a IEA, considerando que este é o estado da arte do eletrolisadores alcalinos.

- Eficiência de tensão do eletrolisador

Como este trabalho deseja maximizar a produção de hidrogênio, será utilizado um rendimento de tensão da ordem de 60%, então, o fabricante deverá fazer o arranjo das células eletrolíticas do eletrolisador para garantir a operação na faixa de 1,4829 até 2,5 V/célula, conforme a equação (38), conforme é calculado a seguir.

$$\eta_v = V_{th} / V_{cell} \quad (38)$$

$$\eta_v = V_{th}/V_{cell} = 1,4829/2,5 = 0,60 = 60\%$$

Então, independentemente da marca do eletrolisador, ele deve ser especificado para fabricação para uso em um projeto como esse, como sendo um eletrolisador alcalino, com potência nominal de 1.000 kW, tensão de entrada 764 V, eficiência de tensão 60% corrente nominal 1.328,00 kW e eficiência na carga nominal de 69%, completamente compatível com o estado dos eletrolisadores alcalinos mostrados nas Tabelas 3 e 5, do Capítulo 2.

2.11.5 Tanque de hidrogênio

A usina foi especificada inicialmente para produzir hidrogênio em fluxo contínuo, assim, tudo que é produzido é consumido no mesmo dia, então a autonomia da usina é de um dia. Como a produção anual é da ordem de 30.000 kg/ano por MW de potência, a capacidade de estocagem é considerada de 100 kg de hidrogênio por MW de potência instalada.

Porém, para quantificação da produção anual de hidrogênio, considerou-se que a produção anual seria estocada em um tanque de 50.000 kg, capaz de armazenar a produção de hidrogênio em qualquer uma das 23 localidades estudadas nesta tese.

O volume do tanque pode ser calculado pela Equação (78), que é a equação de Clayperon.

$$PV = nRT \quad (78)$$

Onde:

P: é a pressão atmosfera (atm).

V: é o volume litro (L).

n: número de moles.

R: é a constante molar universal dos gases cujo valor é $8,2057487 \times 10^{-5} \text{L.atm.K}^{-1}.\text{mol}^{-1}$.

T: é a temperatura ambiente em K.

2.11.6 Segurança em usinas de produção de hidrogênio

Os problemas mais significativos relacionados à segurança de usinas de produção de hidrogênio são riscos de incêndio, explosão e liberação de gás tóxico. Incêndio e explosão na produção e no uso de hidrogênio podem causar danos graves à usina de produção e às pessoas [33].

A explosão de hidrogênio em um espaço fechado torna-se uma detonação que gera ondas de choque. A forte sobre pressão da explosão originada pela detonação pode se propagar para várias centenas de metros de tal forma que uma usina de produção de hidrogênio pode ser destruída. Uma nuvem de gás hidrogênio pode mover-se pelas vizinhanças da usina se o gás hidrogênio não inflamar e colocar em risco as populações e vizinhança [33].

No processo de eletrólise é usada a eletricidade, e dependendo dos tipos de fontes geradoras e dos níveis de tensão utilizadas na usina, podem representar perigo para os operadores da usina e das pessoas que acessam às instalações elétricas da usina. Além disso, no processo de eletrólise alcalina usa-se pelo menos um produto químico como eletrólito e reagente de processo, como por exemplo o hidróxido de sódio, que é tóxico. Materiais tóxicos podem prejudicar a saúde de operadores e público em geral que acessa a usina.

Por isso, uma usina de hidrogênio deve ser concebida de modo a evitar liberação acidental de hidrogênio e materiais tóxicos, para detectar vazamentos e fechar e isolar o componente do sistema com falha para evitar vazamentos de hidrogênio.

Por tudo isso, as usinas devem seguir as mais rígidas normas e códigos de segurança nas fases de projetos, construção, comissionamento e operação da usina e no manuseio do hidrogênio.

3 MATERIAL E MÉTODO

Este capítulo é dedicado a metodologia, a ferramenta utilizada para executar os cálculos necessários para responder as questões da pesquisa, e ao material da pesquisa. A ferramenta selecionada para executar os cálculos é o HOMER PRO, a metodologia descreve o que será feito e como a ferramenta será utilizada, e o material da pesquisa trata de apresentar os dados das condições ambientais relativas a irradiância e temperatura que as células fotovoltaicas serão submetidas em cada uma das localidades, que serão utilizados pelo HOMER PRO para executar os cálculos previstos neste trabalho.

3.1 A ferramenta de trabalho

A ferramenta utilizada neste trabalho é o HOMER PRO - Micropower Optimization Model, na versão 3.14.5, um código computacional desenvolvido pelo NREL- Laboratório Nacional de Energia Renovável dos Estados Unidos da América para auxiliar no desenvolvimento de projetos de *micro-grids*, visando facilitar a avaliação de tecnologias de geração de energias em uma ampla gama de aplicações. O HOMER PRO modela a configuração física dos sistemas de energia, as emissões e o custo ao longo da vida útil do projeto, e permite que um analista compare várias opções de design diferentes com base em seus méritos técnicos e econômicos. Isto também auxilia na compreensão e quantificação dos efeitos de incertezas [80].

No mundo, devido aos crescentes problemas decorrentes do aumento do efeito estufa, da poluição atmosférica, da disponibilidade de combustível e outros relacionados à geração centralizada de energia, surgiu a necessidade de se planejar e projetar sistemas conectados à rede e sistemas isolados na forma de *microgrids*. Para facilitar esse tipo de trabalho, o HOMER PRO tem sido usado por muitos pesquisadores em muitas universidades do mundo, e tem demonstrado ser capaz de projetar, planejar, otimizar e simular *microgrids* de forma adequada, inclusive quando se utilizam várias fontes de energia renovável (ER). Além disso, trata-se de uma ferramenta para análise de projetos de *microgrid* capaz de avaliar diversas combinações de cargas e de fontes de energia, encontrando a solução otimizada, apresentando em destaque a melhor solução dentro de um grupo de soluções possíveis [80].

O HOMER PRO executa três tarefas principais: simulação, otimização e análise de sensibilidade.

No processo de simulação, o HOMER PRO modela o desempenho de uma determinada configuração do sistema de microenergia a cada hora do ano para determinar seu desempenho técnico e custo ao longo de sua vida útil.

No processo de otimização, o HOMER PRO simula diferentes configurações de sistema em busca daquela que satisfaça aos requisitos técnicos com o menor custo durante toda a vida útil do projeto, e determina valor ideal das variáveis sobre as quais o projetista do sistema tem controle [80]. A potência do sistema de geração de energia e a demanda por energia por uma carga, são exemplos de variáveis sobre as quais o projetista tem controle.

No processo de análise de sensibilidade, HOMER PRO executa múltiplas otimizações sob uma série de suposições de entrada para avaliar os efeitos da incerteza ou mudanças nos dados do modelo. Este tipo de análise ajuda a avaliar os efeitos das incertezas ou das mudanças nas variáveis sobre as quais o projetista não tem controle, como por exemplo a velocidade média do vento, a irradiância e o preço futuro do combustível [80].

A Figura 34 ilustra a relação entre simulação, otimização e análise de sensibilidade.

Figura 34 - Relação conceitual entre simulação, otimização e análise de sensibilidade



FONTE: [80]

3.1.1 Simulação

O processo de simulação tem dois propósitos. Primeiro, ele determina se o sistema em estudo é viável. O HOMER PRO considera o sistema viável, se ele puder servir as cargas elétricas e térmicas de forma adequada e satisfazer quaisquer outras restrições impostas pelo usuário. Em segundo lugar, ele estima o custo do ciclo de vida do sistema, que é o custo total custo de instalação e operação durante a vida útil. O custo do ciclo de vida é uma métrica conveniente para comparar os ganhos econômicos de várias configurações de sistema. Tais comparações são a base do processo de otimização do HOMER PRO [80].

O HOMER PRO modela uma configuração específica do sistema de energia em estudo executando cálculos de hora em hora em uma série de operações durante o período de

um ano, ano a ano, do primeiro ao último ano do ciclo de vida do sistema, calculando a energia renovável disponível, comparando-a com a energia elétrica demandada e decidindo o que fazer com o excedente de energia renovável em tempos de excesso, ou qual a melhor forma de gerar (ou comprar da rede) energia adicional em tempos de déficit. Depois de completar os cálculos para um ano, ele analisa se o sistema satisfaz as restrições impostas pelo usuário em tais quantidades como a fração da demanda elétrica total atendida, a proporção de energia gerada por fontes renováveis, ou as emissões de poluentes específicas de cada fonte e cada uso da energia. Ao final, O HOMER PRO também calcula as quantidades de energia demandadas e produzidas anualmente e durante toda a vida útil do sistema, as horas anuais de operação do gerador e da carga, vida útil esperada de baterias, o fator de capacidade de uma fonte de geração de energia elétrica, o fator de demanda de uma carga, os custos LCOE, LCOH, O&M o valor presente líquido, dentre outros [80]. As equações necessárias para o HOMER PRO responder às questões da pesquisa e possibilitar a análise dos resultados das simulações desta tese, estão descritas a seguir.

3.1.2 Otimização

Enquanto o processo de simulação modela uma configuração específica do sistema, o processo de otimização determina a melhor configuração possível do sistema. Em HOMER PRO, a melhor configuração possível ou ideal do sistema é aquela que satisfaz restrições especificadas pelo usuário ao menor custo presente líquido total. Encontrar a configuração ideal do sistema pode envolver a decisão sobre a combinação de componentes que o sistema deve conter, o tamanho ou quantidade de cada componente e o despacho estratégico que o sistema deve usar. No processo de otimização, o HOMER PRO simula várias configurações de sistema diferentes, descarta as inviáveis (aquelas que não satisfazem as restrições especificadas pelo usuário), classifica as viáveis de acordo com o valor presente líquido total, e apresenta a configuração ideal para o sistema, como sendo a viável de menor valor presente líquido total [80].

O objetivo do processo de otimização é determinar o valor ideal de cada variável de decisão que interessa ao tomador de decisão. Uma variável de decisão é uma variável sobre qual o projetista do sistema tem controle e para o qual o HOMER PRO pode considerar vários valores em seu processo de otimização.

Como possíveis variáveis de decisão em HOMER PRO contempla: o tamanho do sistema fotovoltaico, o número de turbinas eólicas, a presença do ou não de um sistema hídrico, o tamanho de cada gerador, o número de baterias, o tamanho do conversor, o tamanho do eletrolisador; o tamanho do tanque de armazenamento de hidrogênio e a estratégia de despacho [80].

3.1.3 *Análise de sensibilidade*

No processo de otimização, o HOMER PRO encontra a configuração do sistema ideal sob um determinado conjunto de suposições de entrada. Já no processo de análise de sensibilidade, o HOMER PRO executa múltiplas otimizações, cada uma usando um conjunto diferente de suposições de entrada. A análise de sensibilidade revela quão sensíveis são as saídas às mudanças nas entradas [80].

Em uma análise de sensibilidade, o usuário do HOMER PRO insere um intervalo de valores para uma única variável de entrada. Uma variável para a qual o usuário inseriu vários valores é chamada de variável de sensibilidade. Quase todas as variáveis de entrada numérica no HOMER PRO, que não são uma variável de decisão podem ser uma variável de sensibilidade. Entre os exemplos incluem o preço da energia da rede elétrica local, o preço de um componente, a taxa de desconto e a vida útil de um componente, como o sistema fotovoltaico e bateria [80].

O usuário do HOMER PRO pode realizar análises de sensibilidade com qualquer quantidade de variáveis sensíveis. Cada combinação de valores de variáveis define um caso de sensibilidade. Por exemplo, se o usuário especificar seis valores para o preço da energia da rede elétrica da concessionária e quatro valores para a taxa de juro, resulta em 24 casos de sensibilidade distintos. O HOMER PRO executa um processo de otimização separado para cada caso e apresenta os resultados em formatos de tabelas e gráficos [80].

Um dos principais usos da análise de sensibilidade é lidar com a incerteza. Se um projetista do sistema não tiver certeza do valor de uma variável específica, ele pode inserir vários valores cobrindo o intervalo provável e ver como os resultados variam nesse faixa. Mas a análise de sensibilidade tem outras aplicações além de lidar com a incerteza [80].

Um projetista pode usar a análise de sensibilidade para avaliar compensações e responder questões como: quanto investimento de capital adicional é necessário para alcançar 50% ou 100% de produção de energia renovável? Quais as tecnologias ou combinações de tecnologias, são ideais sob diferentes condições de operação de um sistema elétrico? Qual o custo de um produto sob determinadas condições? [80].

Neste trabalho, são feitas análises de sensibilidade do LCOE e LCOH à taxa de desconto, ao custo da energia elétrica, ao custo de baterias, à irradiância e ao tempo em operação produzindo hidrogênio.

Essas variáveis foram selecionadas para minimizar as incertezas do mercado brasileiro, da moeda brasileira e do mercado fornecedor dos equipamentos de usinas de hidrogênio.

Os principais componentes do HOMER PRO estão mostrados na Figura 35, na qual é possível ver as fontes de energia, as cargas que podem ser consideradas, os equipamentos ou tecnologias de energia e as facilidades ou ferramentas de análises de projetos que podem ser utilizadas [80][81].

Figura 35- Componentes do HOMER PRO



FONTE: Elaborada pelo autor

A escolha do HOMER PRO para este estudo deveu-se principalmente, ao fato de que ele é um sistema que modela, otimiza, simula e avalia usinas de hidrogênio como a usina objeto desta tese. É capaz de realizar a avaliação interativa da viabilidade econômica e técnica de sistemas energéticos sob várias condições e cenários, e além disso, o HOMER PRO tem uma ferramenta de busca que facilita a seleção do localização geográfica que ajuda a definir a disponibilidade dos recursos energéticos, tem a capacidade de incorporar diferentes tipos de

energias e tem conexão com banco de dados de irradiação solar da NASA, cujos dados são acessados em tempo real, enquanto se executam as simulações [80] [81].

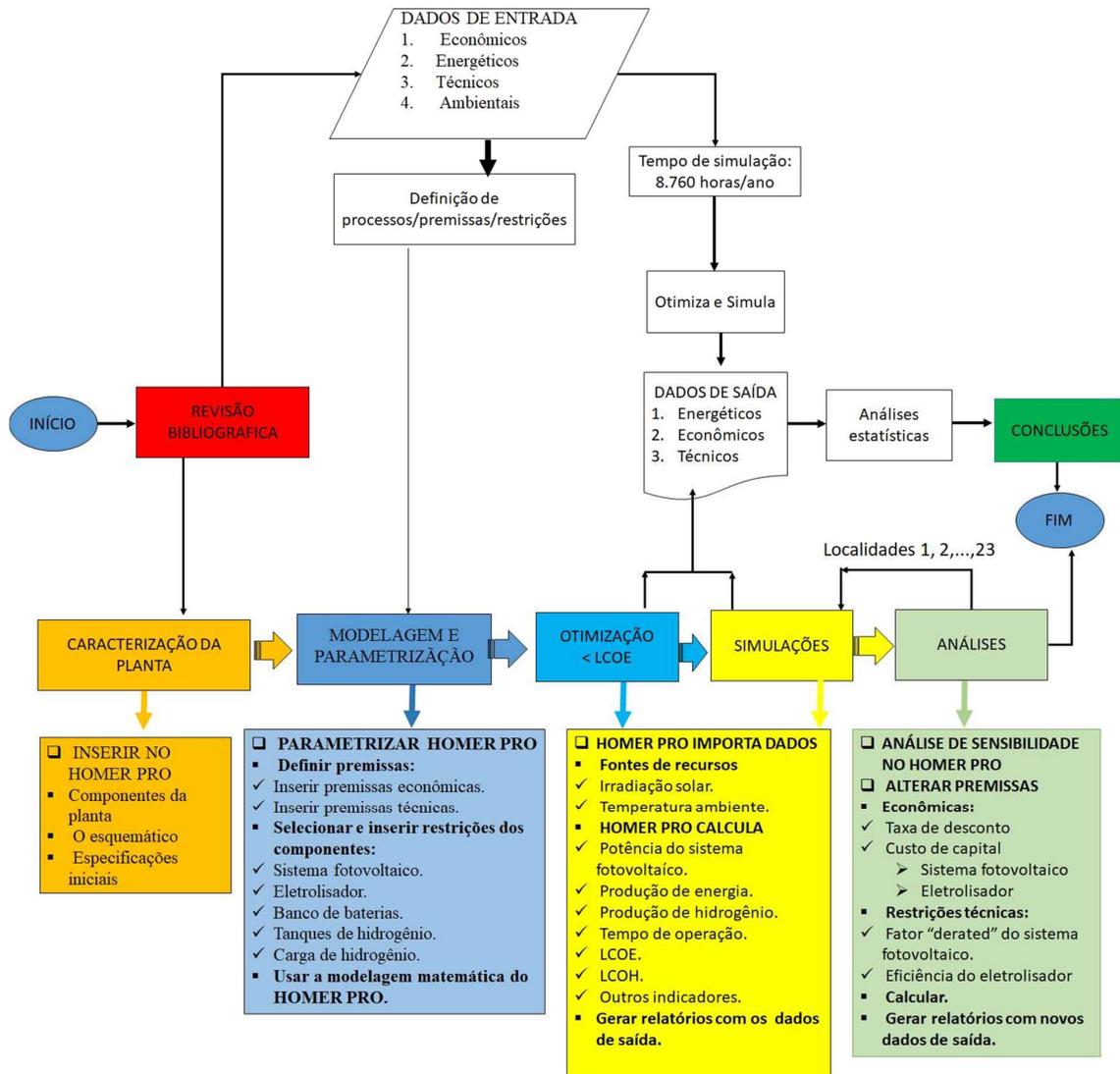
Então, neste trabalho o HOMER PRO na versão 3.14.5 é usado com uma ferramenta numérica para a execução dos cálculos necessários para otimizar, simular e avaliar da usina de referência ao longo da BR-116, conforme segue.

3.1.4 Metodologia

A Figura 36 mostra a metodologia empregada e como a ferramenta, o HOMER PRO, é utilizada neste trabalho. É fácil ver que este trabalho consta de sete fases e diversas atividades. As fases são as seguintes:

- a) Revisão bibliográfica, que foi apresentada no capítulo 2, que permite o entendimento dos processos, a seleção e obtenção dos indicadores de desempenho necessários a modelagem e a parametrização do HOMER PRO.
- b) Caracterização de uma usina de eletrólise de $1,0 MW_e$, também apresentada no capítulo 2, que permite customizar o HOMER PRO à usina objeto deste estudo.
- c) Modelagem e parametrização, o HOMER PRO é parametrizado para que a sua modelagem matemática possa ser aplicável a este estudo, cujos parâmetros estão detalhados nas Tabelas 15, 16 e 17.
- d) A otimização dos componentes da usina, que visa obter, após várias simulações, a configuração de menor custo nivelado da energia (LCOE) e menor Valor Presente Líquido, cujos resultados são apresentados e analisados no capítulo 4.
- e) Realização das simulações da planta nas condições ambientais de 23 cidades ao longo da BR-116, cujos resultados estão apresentados e analisados, também no capítulo 4.
- f) Análise de sensibilidade, que faz análises de resultados com alteração de algumas premissas técnicas e econômicas sensíveis, cujos resultados estão apresentados e analisados, também no capítulo 4.
- g) Conclusões e recomendações, que estão apresentadas no capítulo 5.

Figura 36- Fases e atividades do trabalho



FONTE: Elaborada pelo autor

As atividades inerentes a cada uma destas fases estão descritas nos próximos parágrafos.

- *Fase I - Revisão bibliográfica*

Esta fase do trabalho visa entender os processos de produção de hidrogênio em larga escala, geração de energia fotovoltaica, como usar o código computacional - HOMER PRO 3.14.5; avaliar se o estado da arte das usinas de eletrólise, das usinas de geração de energia fotovoltaica e se os componentes da usina objeto deste estudo e suas respectivas especificações técnicas, são capazes de suportar um eventual programa de produção de hidrogênio em larga escala para o setor automotivo brasileiro.

O material produzido nesta fase está apresentado no capítulo 2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.

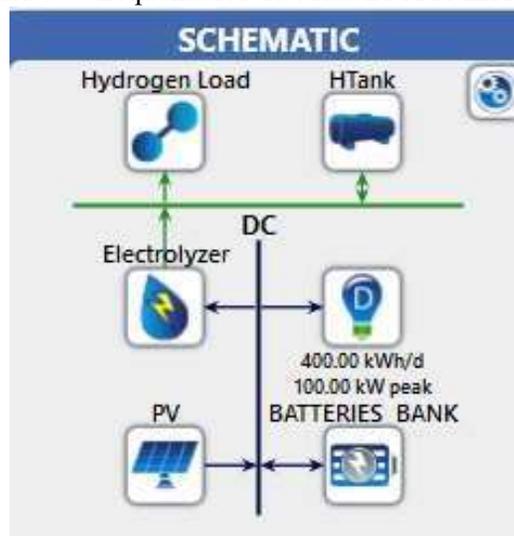
- *Fase II - Caracterização da usina de eletrólise*

Nesta fase são definidos, selecionados e inseridos todos os componentes da usina no código computacional:

- A fonte de energia como sendo energia fotovoltaica.
- A carga elétrica como sendo um eletrolisador.
- A estocagem de energia elétrica como sendo um banco de baterias e a respectiva energia diferida.
- O produto final do processo como sendo hidrogênio, representado pela carga de hidrogênio.
- A estocagem de energia química como sendo um tanque de hidrogênio.
- A forma de controle, seguindo a carga.

O resultado desta fase é o esquemático da usina, que está mostrado na Figura 37.

Figura 37 - Esquemático da usina no HOMER PRO



FONTE: Gerado pelo HOMER PRO para este trabalho

- *Fase III - Modelagem e parametrização*

Nesta fase do trabalho, o código computacional é parametrizado para que o seu modelo matemático seja customizado e aplicável a este estudo. Para isso, as premissas econômicas, as restrições de projeto e as premissas técnicas são definidas e inseridas no código computacional. Porém, no resultado ao final, o HOMER PRO mostrará o resultado de forma otimizada.

A Tabela 15 mostra os parâmetros econômicos, a Tabela 16 mostra as restrições de projeto e a Tabela 17 mostra as premissas técnicas.

Tabela 15- Parâmetros econômicos

PREMISSAS ECONÔMICAS	Unidade	Valor	FONTE
Taxa de desconto	% aa	8	[5]
Inflação	% aa	3	[44]
Vida útil do projeto	anos	25	[69]
CAPEX			
Eletrolisador	US\$/kW	450	[5]
Sistema fotovoltaico	US\$/kW	900	[5]
Baterias	US\$/peça	200	[2]
Tanque de hidrogênio	US\$/kgH ₂	300	[44]
CUSTOS DE O&M (% do CAPEX)			
Eletrolisador	% aa	2	[57]
Sistema fotovoltaico	% aa	2	[57]
Baterias	% aa	2	[57]
Tanque de hidrogênio	% aa	1	[5]

Tabela 16 - Restrições de projeto

RESTRICÇÕES	Unidade	Valor	FONTE
Energia renovável mínima	%	100	Assumida
Energia fotovoltaica mínima	%	100	Assumida
Energia eólica mínima	%	0	Assumida
Capacidade "shortage"	%	50	Optimizada

Tabela 17 – Premissas técnicas

COMPONENTES			
ELETROLISADOR	Unidade	Valor	FONTE
Eficiência	%	69	[5]
Capacidade de saída otimizada	kW	690	[5]
Tipo de barramento	AC/DC	DC	[33]
Vida útil	ano (aa)	15	[3]
SISTEMA FOTOVOLTAICO			
Eficiência dos módulos	(h)	18,1	[69]
Capacidade otimizada	kW	1.053	Otimizado
Fator de degradação	%	90	[80]
Vida útil	ano (aa)	25	[69]
Tipo de barramento	AC/DC	DC	[3]
BATERIAS			
Tensão nominal	V	12	[80]
Capacidade nominal	kWh	1	[80]
Eficiência nominal	%	80	[80]
Carga inicial	%	100	[80]
Carga máxima	%	100	[80]
Carga Mínima	%	40	[80]
Taxa de transferência	%	100	[80]
Tamanho do "string"	Units	66	Calculado
Vida útil	anos	4	[80]
CARGA "DEFERRABLE"			
Taxa mínima	%	10	Otimizado
Carga de pico	kW	100	Otimizado
Capacidade de estocagem	kWh	100	Otimizado
Média anual escalada	kWh/dia	400	Otimizado
Tipo de barramento	%	100	Otimizado

TANQUE DE HIDROGÊNIO			
Capacidade Operacional	kg	200	Premissa
Capacidade Simulação	kg	50.000	Premissa
Vida útil	ano (aa)	25	[3][5]
Média anual escalada	kWh/dia	400	Otimizado
Tipo de barramento	%	100	Otimizado

3.2 Modelagem matemática

A modelagem matemática do HOMER PRO 3.14.5, permite responder as questões dessa pesquisa utilizando as equações mostradas na seção a seguir.

3.2.1 Potência de saída do sistema fotovoltaico

O HOMER PRO 3.14.5 usa a Equação (79) para calcular a potência do sistema fotovoltaico [81].

$$P_{PV} = Y_{PV} f_{PV} \left(\frac{G_T}{G_{T,STD}} \right) [1 + \alpha_P (T_c - T_{c,STC})] \quad (79)$$

Onde,

Y_P : capacidade nominal do painel fotovoltaico, ou seja, sua potência de saída em condições de teste padrão em [kW].

f_{PV} : fator “*derrating*” ou fator de degradação em [%].

G_T : radiação solar incidente no painel fotovoltaico no momento de operação em [kW/m²].

$G_{T,ST}$: radiação incidente em condições padrão de teste igual a 1.0 kW/m².

α_P : coeficiente de temperatura da célula do sistema fotovoltaico em [%/°C].

T_c : temperatura na superfície do sistema fotovoltaico em operação em [°C].

$T_{c,STC}$: temperatura na superfície do sistema fotovoltaico nas condições padrão de teste, igual a 25°C.

Se durante a entrada de dados o analista escolhe não considerar o efeito da temperatura da célula fotovoltaica, o HOMER PRO assume que o coeficiente de temperatura é igual a zero, e a equação (79) é simplificada e passa a ser escrita conforme a Equação (80) [81].

$$P_{PV} = Y_{PV} f_{PV} \left(\frac{G_T}{G_{T,STD}} \right) \quad (80)$$

Todas as simulações realizadas neste trabalho levam em conta o efeito da temperatura.

3.2.2 Quantidade de energia elétrica produzida

Se (P_{PV}) é potência do painel fotovoltaico a cada instante e é medida em kW, então, a energia produzida é calculada pela multiplicação da potência (P_{PV}) pelo intervalo de tempo Δt , no qual a potência (P_{PV}) ocorre.

Neste trabalho, a potência é variável, pois a irradiância é também variável. O HOMER PRO calcula a energia produzida em kWh integrando cada potência obtida e seu tempo de permanência, para “n” intervalos, que somados totalizam as 8760 horas do ano, conforme a equação (81) [81].

$$E_{PVout} = \int_0^{t1} P_{PV1} dt + \int_{t1}^{t2} P_{PV2} dt + \dots + \int_n^{8760} P_{PVn} dt \quad (81)$$

3.2.3 Custo Nivelado da Energia - LCOE

O HOMER PRO entende o LCOE - Custo Nivelado da Energia, como sendo o custo médio de toda a energia produzida durante a vida útil do sistema. Para calcular o LCOE, ele divide o custo anualizado da produção de eletricidade, pelo total de eletricidade servida à carga, usando a equação (82) [81]:

$$LCOE = (C_{ann,tot}/E_{served}) \quad (82)$$

Onde:

$C_{ann,tot}$: custo total anualizado do sistema [U\$/ano].

E_{served} : total de energia servida à carga [kWh/ano].

Já o custo anualizado é o valor anualizado do valor presente líquido total. O HOMER PRO calcula o custo total anualizado usando a equação (83) [81].

$$C_{ann,tot} = CRC(i, R_{proj}) \cdot C_{NPC,tot} \quad (83)$$

Onde:

$C_{NPC,tot}$: valor presente líquido [U\$].

i : taxa de desconto real anual [%].

R_{proj} : vida útil do projeto[anos].

CRC (): função recuperação do capital.

3.2.4 Quantidade de hidrogênio produzido

O HOMER PRO calcula a produção de hidrogênio pela eficiência do eletrolisador, que é a eficiência com a qual o eletrolisador converte eletricidade em hidrogênio, que é igual a energia química contida no hidrogênio produzido, considerando valor do poder calorífico superior (PCS) do hidrogênio, dividido pelo total de eletricidade consumida pelo eletrolisador, conforme a Equação (84) [81].

$$M_{hidrog} = \eta_{elet} \cdot E_{serv} / PCS_{H2} \quad (84)$$

Onde:

M_{hidrog} : massa de hidrogênio produzido [kg/ano].

η_{elet} : eficiência do eletrolisador [%].

E_{serv} : energia elétrica servida ao eletrolisador [kWh/ano].

PCS_{H2} : poder calorífico superior do hidrogênio igual a 142,5 [MJ/kg].

3.2.5 Custo Nivelado do Hidrogênio - LCOH

O HOMER PRO usa a Equação (85), para calcular o custo nivelado do hidrogênio produzido [80].

$$LCOH = [C_{ann}] / M_{hydrogen} \quad (85)$$

Onde:

$C_{ann,tot}$: custo total anualizado do sistema [US\$/ano].

$M_{hydrogen}$: massa de hidrogênio produzido [kg/ano].

3.2.6 Fator de carga do sistema fotovoltaico

O fator de carga é definido como sendo um número adimensional igual a demanda média dividida pela demanda de pico [60]. O HOMER PRO usa a energia total demandada em (kWh) em um ano e divide pela demanda máxima e depois, divide pelas 8.760 horas do ano [80].

3.2.7 Fator de capacidade do eletrolisador

O HOMER PRO calcula o fator de capacidade dividindo a produção anual real pela sua produção anual máxima [60][80].

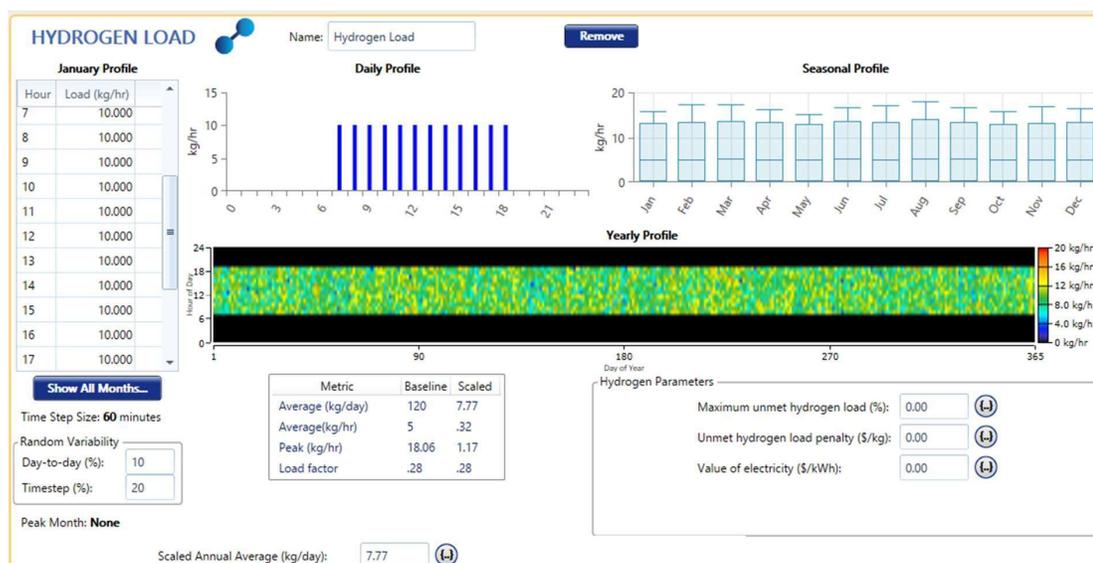
- *Fase IV - Otimização*

Na fase de otimização o HOMER PRO encontra a configuração do sistema que é ótima sob um conjunto particular de suposições de entrada.

Nessa fase, usando o HOMER PRO, que já está parametrizado, são realizadas as seguintes atividades: a) fazer a busca das coordenadas geográficas da localidade que se deseja avaliar, b) selecionar a opção recursos, que o HOMER PRO de forma on-line, importa os dados de irradiação solar e de temperatura ambiente, do banco de dados da NASA, c) selecionar a opção irradiação solar GHI, d) selecionar a opção temperatura, e) selecionar a opção upload, f) selecionar a opção “calcular”, e g) por fim, interativamente, ajustar a carga de hidrogênio, até que o HOMER PRO selecione a melhor configuração para o sistema.

Neste trabalho a otimização é feita somente uma vez considerando a planta operando nas condições de ambientais de Betim – MG, sendo realizada para uma carga de hidrogênio de 10,0 kg/h, das 07:00h às 18:00h, conforme mostra a Figura 38.

Figura 38 - Parametrização da carga de hidrogênio



Ao receber o comando “calcular”, o código computacional simula várias configurações diferentes para o sistema em estudo, descarta as inviáveis, lista e classifica as viáveis em ordem decrescente de VLP – Valor Presente Líquido total e destaca a melhor configuração do sistema, dentre as demais. Os produtos dessa fase são: a configuração otimizada e um relatório com os dados de saída das simulações contendo informações técnicas, energética e econômicas [80].

Neste trabalho, a usina objeto do estudo, equipada com um eletrolisador de 1,0 MW de potência de entrada e eficiência de 69%, é otimizada nas condições ambientais de irradiação solar das proximidades da Refinaria de Petróleo Gabriel Passos, posicionada em (Latitude: 19°;58';57” S e Longitude: 44°;11';57”W), na cidade de Betim - MG, na Região Metropolitana de Belo Horizonte, no Estado de Minas Gerais. Após a otimização, esta usina será chamada de usina de referência.

O resultado dessa fase é o valor da potência do sistema fotovoltaico para as condições ambientais de Betim – MG, das proximidades da Refinaria de Petróleo Gabriel Passos, que é assumido como valor de referência e será simulada e avaliada nas vinte e três localidades ao longo da BR-116, considerando uma carga de hidrogênio que exija uma potência igual a obtida na otimização realizada em Betim - MG.

- *Fase V - Simulações*

Nesta fase, a usina otimizada de referência obtida na fase IV é simulada nas condições ambientais de irradiação solar e de temperatura de vinte e três localidades ao longo da BR-116. Para isso, são realizadas as seguintes atividades: a) pesquisar as coordenadas geográficas da localidade que se deseja avaliar, b) selecionar a opção fonte de recursos energéticos, que o HOMER PRO de forma *on-line* importa os dados de irradiação solar e de temperatura ambiente, do banco de dados da NASA, c) selecionar a opção irradiação solar GHI, d) selecionar a opção temperatura, e) selecionar a opção upload, f) selecionar calcular e g) interativamente, ajustar a carga de hidrogênio, até que as potências do sistema fotovoltaico e do eletrolisador coincidam com a potência da usina otimizada de referência.

O ajuste da potência é feito inserindo a carga de hidrogênio de 10,0 kg/h, das 07:00h às 18:00h, conforme mostra a Figura 38, e ajustando e calibrando de forma interativa com HOMER PRO, através da opção “*Scaled Annual Average kg/day*” aumentando e diminuindo e dando o comando “Calcular” até obter o valor da potência do sistema fotovoltaico seja 1.053kW.

As vinte e três cidades, o estado e região onde cada uma delas estão localizadas e a posição geográfica em termos de Latitude – Longitude, estão listadas na Tabela 18. Cada uma das

posições geográficas mostradas é usada para buscar o respectivo valor dos recursos energéticos no banco de dados da NASA.

Tabela 18 - Localidades das simulações

	CIDADE/NOME	ESTADO	REGIÃO	POSIÇÃO GEOGRÁFICA
1	Fortaleza	CE	Nordeste	3°44'0" S-38°31'6"W
2	Jaguaribe	CE	Nordeste	5°53'6" S-38°37'3"W
3	Brejo Santo	CE	Nordeste	7°29'3" S-38°59'3"W
4	Belém do SFR	PE	Nordeste	8°45'1" S-38°57'8"W
5	Euclides da Cunha	BA	Nordeste	10°30'5"S-39°0'9"W
6	Feira de Santana	BA	Nordeste	12°15'2"S-38°57'6"W
7	Jequié	BA	Nordeste	13°51'5"S-40°5'0"W
8	Vitória da Conquista	BA	Nordeste	14°51'7"S-40°50'1"W
9	Divisa Alegre	MG	Sudeste	15°43'5"S-41°20'6"W
10	Teófilo Otoni	MG	Sudeste	17°51'7"S-41°30'6"W
11	Gov. Valadares	MG	Sudeste	18°51'3"S-41°57'4"W
12	Caratinga	MG	Sudeste	19°47'3"S-42°8'2"W
13	Teresópolis	RJ	Sudeste	22°25'0"S-42°58'5"W
14	Barra Mansa	RJ	Sudeste	22°32'5"S-44°58'5"W
15	São Paulo	SP	Sudeste	23°33'3"S-46°38'4"W
16	Juquiá	SP	Sudeste	24°19'1"S-47°38'1"W
17	Curitiba	PR	Sul	25°26'2"S-49°16'2"W
18	Mafra	SC	Sul	26°6'9"S-49°48'6"W
19	Lages	SC	Sul	27°49'1"S-50°19'6"W
20	Caxias do Sul	RS	Sul	29°10'4"S-51°10'9"W
21	Porto Alegre	RS	Sul	30°2'2"S-51°12'5"W
22	Pelotas	RS	Sul	31°46'2"S-52°19'9"W
23	Jaguarão	RS	Sul	32°33'9"S-53°22'7"W

FONTE: [81]

O produto desta fase de simulações é um relatório para cada uma das localidades, com os dados de saída das simulações contendo várias informações energéticas, econômicas, técnicas e gráficos, calculadas e geradas pelo HOMER PRO, cujos dados de interesse deste trabalho são selecionados, mostrados e analisados no capítulo referente aos resultados e análises.

- *Fase VI - Análises*

Esta fase contempla dois tipos de análises: a análise estatística e a análise de sensibilidade.

Na análise de sensibilidade o HOMER PRO realiza várias otimizações, cada uma usando um conjunto diferente de suposições de entrada, que permite o analista perceber o quão

os resultados de saída são sensíveis às mudanças nas entradas [80]. São feitas as seguintes análises:

- Sensibilidade da produção de hidrogênio à irradiância e a temperatura;
- Sensibilidade do custo nivelado da energia (LCOE) ao custo da energia;
- Sensibilidade do custo nivelado do hidrogênio (LCOH) ao tempo de operação do eletrolisador;
- Sensibilidade do custo nivelado do hidrogênio à taxa de desconto;
- Sensibilidade do LCOH ao custo unitário de baterias em US\$/kWh.

Tabela 19- Variáveis sensíveis

VARIÁVEIS	UNIDADE	Valor	Valor	Valor	Valor	Valor
		1	2	3	4	5
Taxa de desconto	%	6	7	8	9	10
Custo da bateria	US\$/kWh	25	50	100	150	200
Custo da energia LCOE	US\$/MWh	15	25	35	40	50
Tempo de operação	horas	1.000	2.000	3.000	4.000	5.000

Nas análises estatísticas, são usadas ferramentas tais como tabelas e gráficos, medidas de tendência central como média e mediana e regressão linear simples. Estas ferramentas serão utilizadas para comparar os resultados obtidos com os obtidos em Betim, comparar o desempenho a nível de localidades e por região, para responder as questões da pesquisa, obter as equações lineares por regressão linear da produção hidrogênio por Região e Nacional.

3.3 Material da pesquisa

Como dito, o material desta pesquisa é a irradiação solar, que é convertida em energia útil por células fotovoltaicas, cujo processo depende da irradiância e da temperatura a que elas estão expostas durante a operação. Então, este capítulo apresenta os dados de irradiância solar e de temperatura ambiente presentes em Betim – MG, onde a usina de referência foi otimizada, em mais 23 localidades ao longo da BR-116, onde a usina de referência foi simulada.

Por questões de objetividade, este capítulo mostra em detalhes, apenas as condições ambientais em termos de irradiância solar e temperatura, para Betim - MG, onde a usina de

referência foi otimizada, e das duas cidades situadas nas extremidades da BR-116, Fortaleza – CE e Jaguarão - RS.

Já as condições ambientais das cidades situadas ao longo da BR-116, serão apresentadas neste capítulo, em seis tabelas estratificadas por Região. Assim, são apresentadas uma tabela contendo a irradiância e outra contendo a temperatura das localidades da Região Nordeste, Região Sudeste e Região Sul.

De acordo com o descrito no Capítulo 3 – METODOLOGIA, o HOMER PRO será configurado e parametrizado com os parâmetros econômicos, com as restrições de projeto e com as premissas técnicas estabelecidas ao longo do trabalho; e em seguida será carregado on-line, com os dados de irradiância e temperatura ambiental de Betim - MG, obtidos no banco de dados da NASA, e então com o comando “calcular”, o HOMER PRO fará várias simulações e otimizará a usina de hidrogênio para as condições de Betim - MG. A usina com os valores nominais de potência do sistema fotovoltaico e do eletrolisador otimizados para Betim, serão usados para se fazer as simulações para as demais vinte e três cidades ao longo da BR-116 e estão apresentados no Capítulo 4 – RESULTADOS.

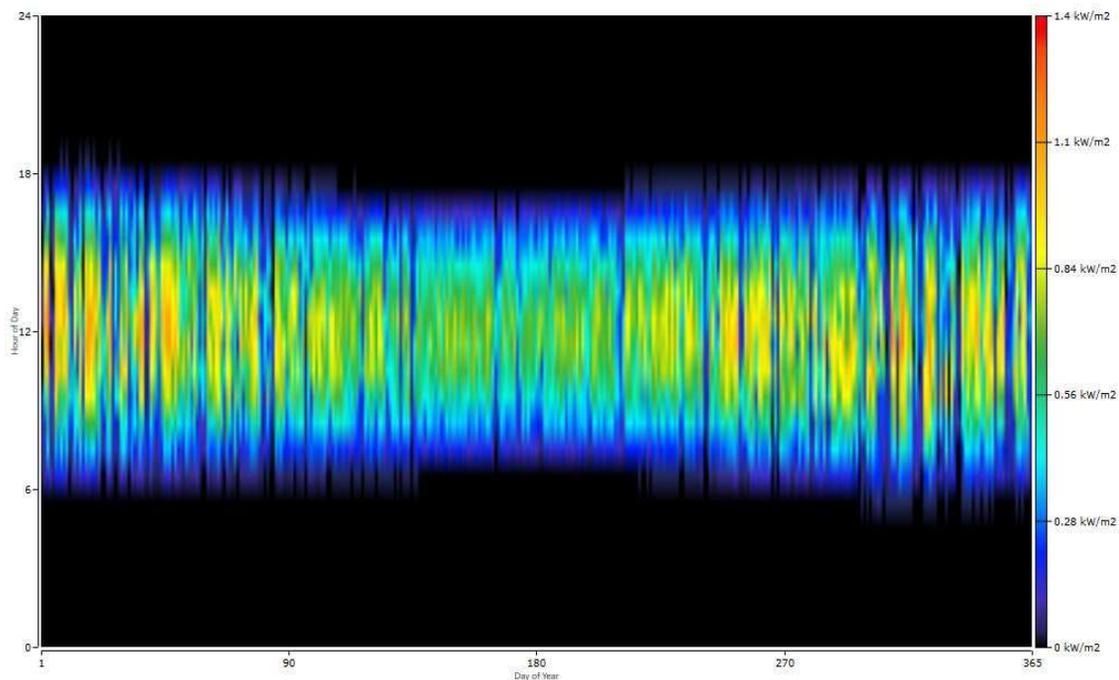
3.3.1 *Dados ambientais do local de referência - Betim - MG*

Nos próximos parágrafos são apresentados os dados ambientais em termos de irradiância solar e de temperatura ambiente das proximidades da Refinaria de Petróleo Gabriel Passos, instalada em Betim - MG, com coordenadas geográficas 19°58'3"S; 44°11'57"W. Após configurado o HOMER PRO, é solicitado que ele localize as coordenadas geográficas e acesse o banco de dados da NASA – *Prediction of worldwide Energy Resource database*, para buscar os dados de irradiação solar e temperatura, conforme estão apresentados a seguir.

3.3.2 *Irradiância Solar Global em Betim - MG*

A Figura 39 mostra um gráfico de uma série temporal de dados de um ano da irradiância solar global, nas proximidades de Betim – MG, para onde a usina objeto de estudo é otimizada. O eixo X mostra os 365 dias do ano, enquanto, o eixo Y mostra a Irradiância representada em cores para cada uma das 8.760 horas do ano. Dentre os resultados dessa série temporal, destaque-se a informação mostrada pelo HOMER PRO de que em Betim é possível gerar energia em 4.398 horas por ano, com irradiância na faixa de 0,28 kWh/m² a 1,10 kWh/m².

Figura 39- Irradiação solar global ao longo do ano em Betim - MG



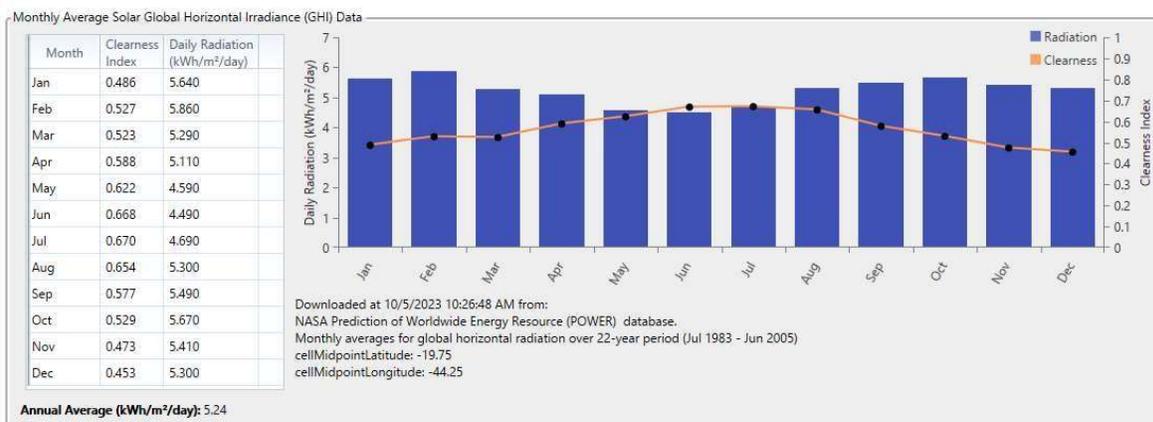
FONTE: [81]

3.3.3 Irradiância Solar Global Horizontal em Betim - MG

A Figura 40 mostra o gráfico da média mensal da irradiância global horizontal nas proximidades da Refinaria Gabriel Passos, na Cidade de Betim, na Região Metropolitana de Belo Horizonte - MG, posicionada geograficamente na Latitude $19^{\circ}58'3''S$, e Longitude $44^{\circ}11'57''W$.

Na Figura 40, é fácil observar que a irradiância média em Betim – MG é de $5,24 \text{ kWh}/m^2/\text{dia}$, com máxima de $5,84 \text{ kWh}/m^2/\text{dia}$ no mês de fevereiro de cada ano, e mínima de $4,49 \text{ kWh}/m^2/\text{dia}$ no mês de junho de cada ano.

Figura 40 - Média Mensal da irradiância global horizontal em Betim - MG

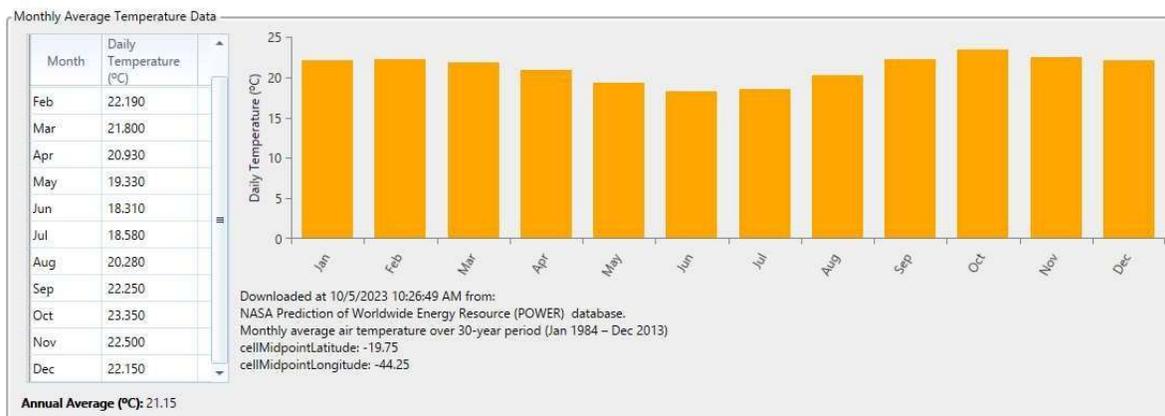


FONTE: [81]

3.3.4 Temperatura ambiente em Betim - MG

A Figura 41 mostra os dados de temperatura média mês a mês nas proximidades de Betim - MG. A temperatura média mensal é 21,15°C, que a máxima é de 23,35°C e ocorre no mês de outubro de cada ano, e que a mínima de 18,31°C, ocorre no mês de junho de cada ano.

Figura 41 - Temperatura em Betim - MG.



FONTE: [81]

3.3.5 Dados ambientais de Fortaleza - CE e Jaguarão - RS

Esta seção mostra os dados de irradiação solar e de temperatura nos dois extremos da BR - 116, que são Fortaleza, capital do estado do Ceará, no Nordeste brasileiro e Jaguarão, localizada na divisa do Brasil com o Uruguai, no estado do Rio Grande do Sul, na Região Sul do Brasil.

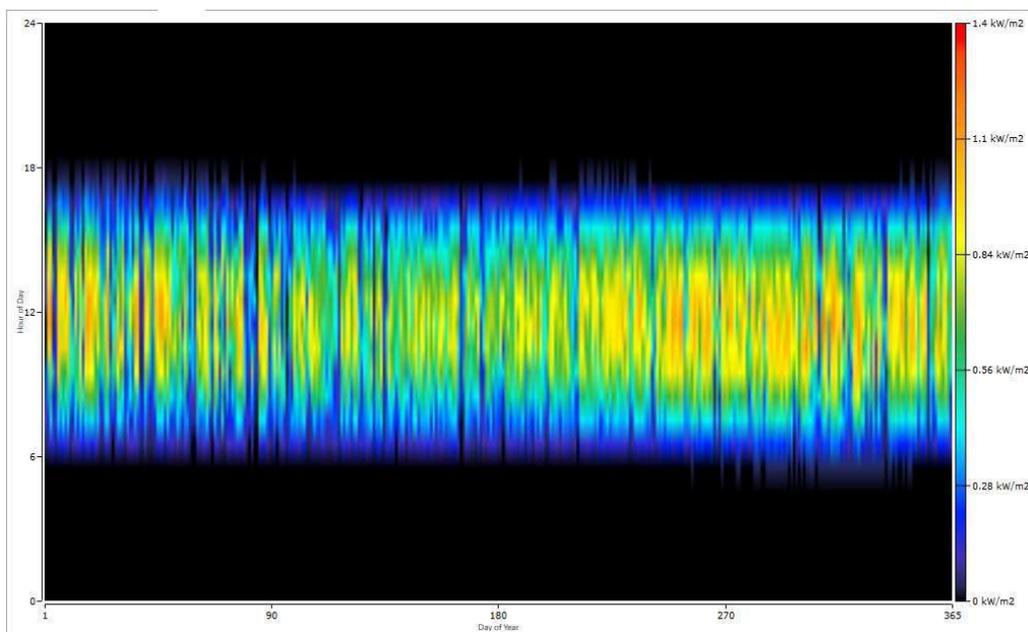
Os dados de cada um dos indicadores selecionados serão apresentados de forma simultânea, para facilitar a comparação por parte dos leitores desta tese, conforme segue.

3.3.6 Irradiação Solar Global em Fortaleza - CE e em Jaguarão - RS

As Figuras 42 e 43 mostram gráficos de duas séries temporais com frequência diária ao longo um ano, no entorno de Fortaleza no Ceará e de Jaguarão no Rio Grande do Sul.

O eixo X de cada gráfico mostra os 365 dias do ano, enquanto, o eixo Y mostra a irradiância de hora em hora, representada em cores para cada uma das 8.760 horas do ano. Dentre as informações contidas na série temporal mostrada na Figura 42, destacam-se as selecionadas pelo HOMER PRO, de que em Fortaleza, é possível gerar energia em 4.337 horas por ano, com irradiância na faixa de 0,28 kWh/m²/dia a 1,10 kWh/m²/dia, com média anual de 5,84 kWh/m²/dia.

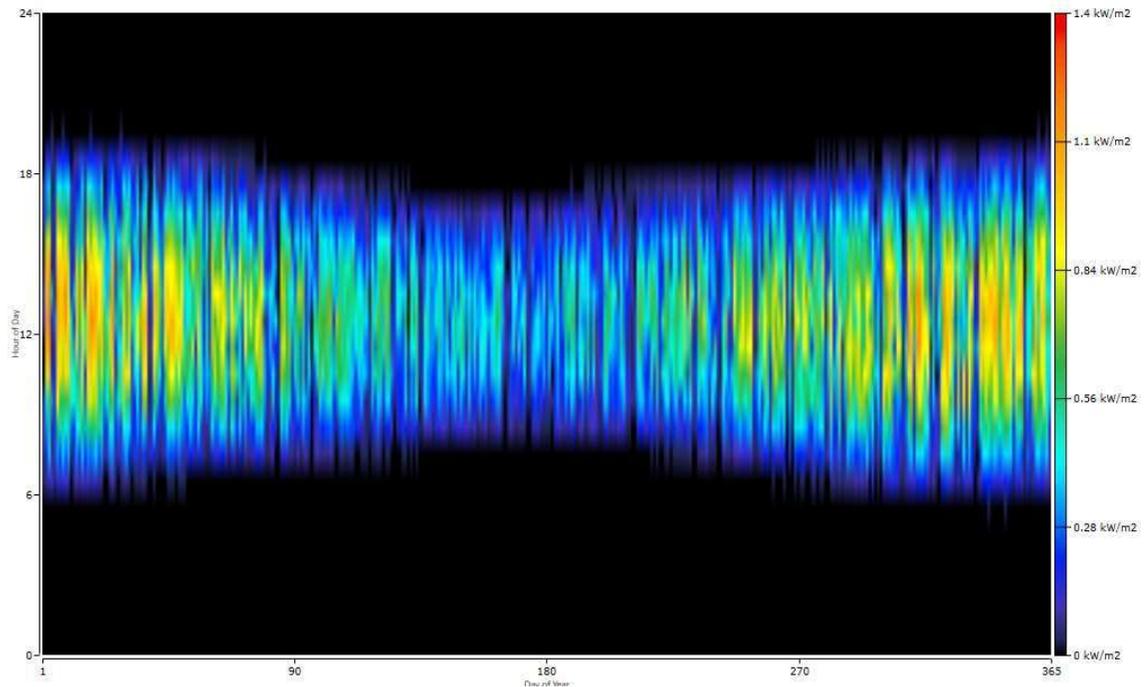
Figura 42– Irradiância solar global em Fortaleza no Ceará



FONTE: [81]

Já na série temporal mostrada na Figura 43 destacam-se as informações selecionadas pelo HOMER PRO de que em Jaguarão é possível gerar energia em 4.388 horas por ano, com irradiância oscilando ao longo das estações na faixa de 0,28 kWh/m² a 1,10 kWh/m² com média anual de 4,49 kWh/m².

Figura 43 - Irradiância solar global em Jaguarão no Rio Grande do Sul

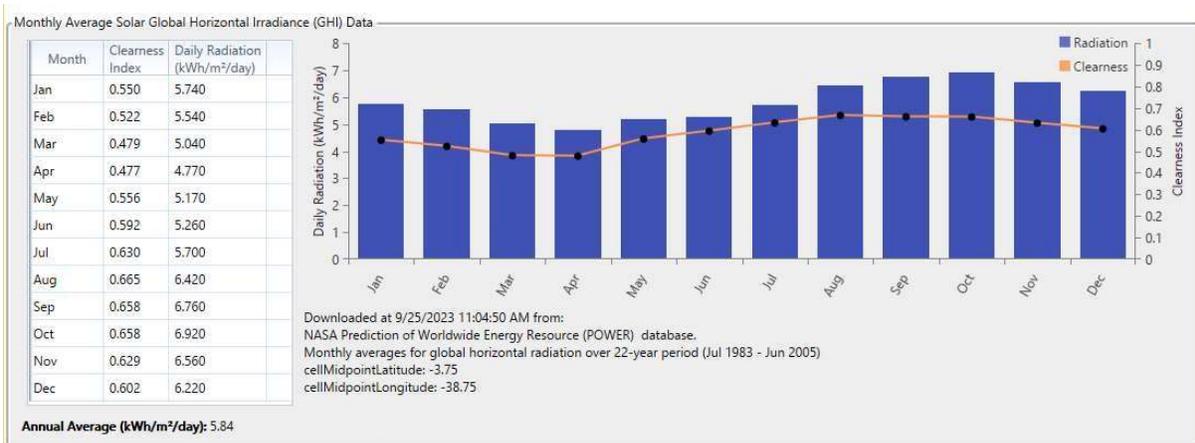


FONTE: [81]

3.3.7 Irradiância Global Horizontal em Fortaleza e em Jaguarão

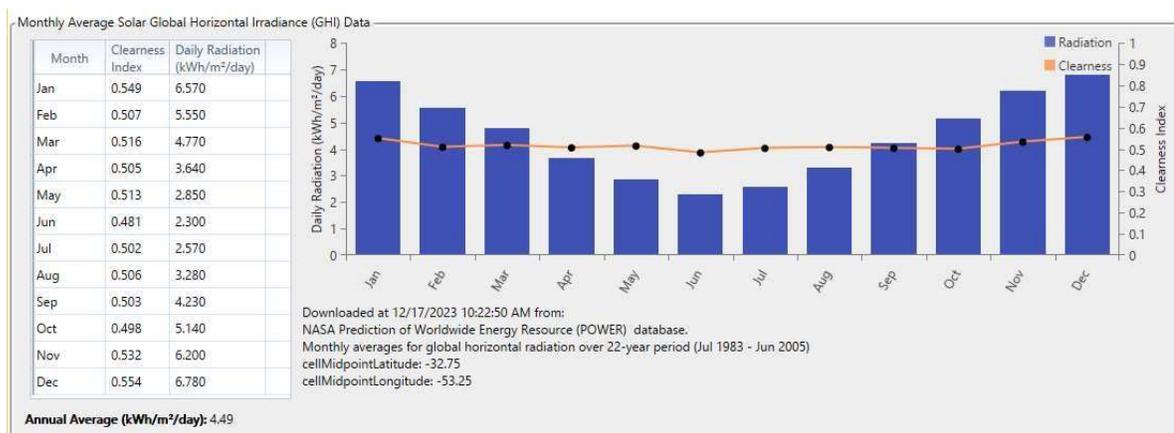
As Figuras 44 e 45 mostram os dados da irradiância solar global horizontal média em kWh/m²/dia, mês a mês nas proximidades de Fortaleza e de Jaguarão, respectivamente.

Figura 44 - Irradiância Global Horizontal em Fortaleza - CE



FONTE: [81]

Figura 45 - Irradiância Global Horizontal em Jaguarão - RS



FONTE: [81]

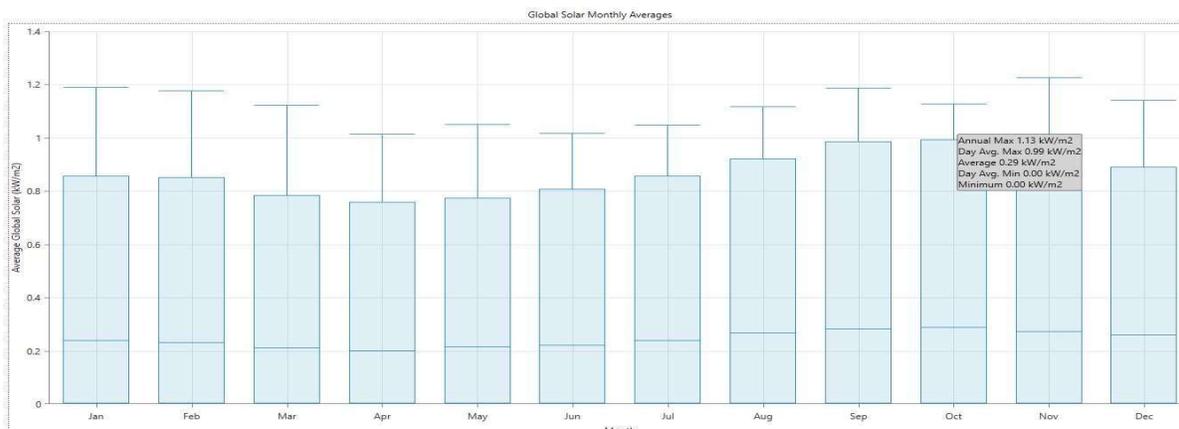
A Figura 44 mostra a irradiância em Fortaleza, é fácil ver que a irradiância global horizontal média anual é de 5,84 kWh/m²/dia, que a irradiância máxima é de 6,92 kWh/m²/dia e ocorre no mês de outubro de cada ano. Já a irradiância mínima é 4,77 kWh/m²/dia e ocorre no mês de abril de cada ano.

A Figura 45 mostra a irradiância em Jaguarão, observa-se que a irradiância global horizontal média anual é de 4,49 kWh/m²/dia, que a irradiância máxima é de 6,78 kWh/m²/dia e ocorre no mês de dezembro de cada ano. Enquanto, que a irradiância mínima é 2,30 kWh/m²/dia e ocorre no mês de junho de cada ano.

3.3.8 Irradiância Solar Global Mensal em Fortaleza e Jaguarão

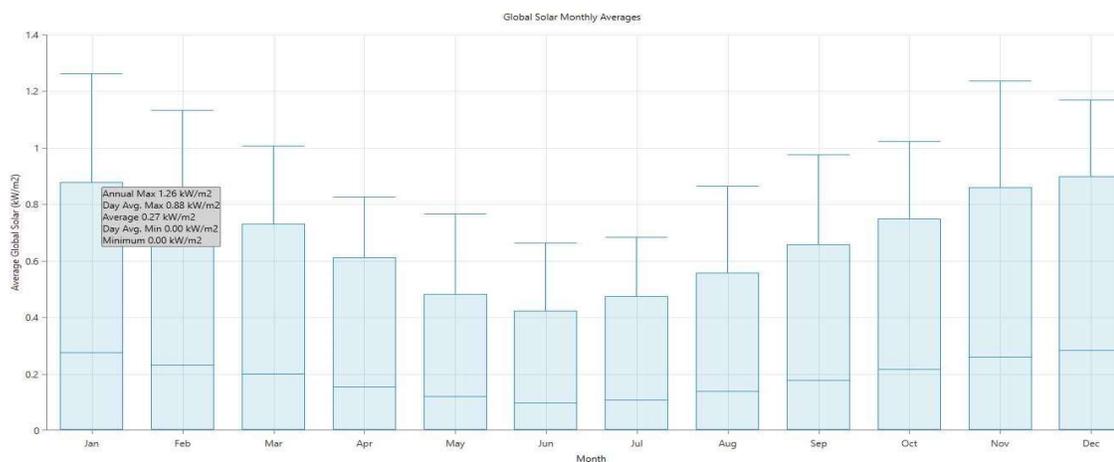
As Figura 46 e 47 mostram dados da irradiância solar global mensal nas proximidades de Fortaleza e Jaguarão, respectivamente.

Figura 46- Irradiância Solar Global Média Mensal em Fortaleza - CE



FONTE: [81]

Figura 47 - Irradiância Solar Global Média Mensal em Jaguarão



A Figura 46 mostra a irradiância solar global média mensal de Fortaleza. É fácil observar que a máxima irradiância mensal é de 1,13 kWh/m²/dia e ocorre no mês de outubro de cada ano, que tem média diária de 0,99 kWh/m²/dia.

Na Figura 47, é mostrada a irradiância solar global média mensal de Jaguarão. A máxima irradiância mensal é de 1,26 kWh/m²/dia e ocorre no mês de janeiro de cada ano e a diária é de 0,88 kWh/m²/dia.

3.3.9 Curva de Distribuição da Irradiação Solar Global em Fortaleza e Jaguarão

A Tabela 20 mostra a distribuição percentual das frequências por faixa de irradiância solar global e as frequências acumuladas para as localidades de Fortaleza e Jaguarão.

Tabela 20 - Frequências das irradiâncias

kW/m ²	Frequência(%)		Acumuladas (%)	
	FORTALEZA	JARAGUÃO	FORTALEZA	JARAGUÃO
0	54,27	55,37	54,27	55,37
0 - 0.2	8,0	13,72	62,27	69,09
0.2 - 0.4	9,58	11,49	71,85	80,58
0.4 - 0.6	9,13	8,79	80,98	89,37
0.6 - 0.8	8,85	5,94	89,83	95,31
0.8 - 1	7,24	2,87	97,07	98,18
1 - 1.2	2,90	1,63	99,972	99,81
>1.12	0,03	0,19	100	100
TOTAL	100	100		

As Figuras 48 e 49 mostram os histogramas e as frequências acumuladas de irradiância solar global para as proximidades de Fortaleza e de Jaguarão, respectivamente.

Figura 48- Histograma da irradiação global de Fortaleza - CE

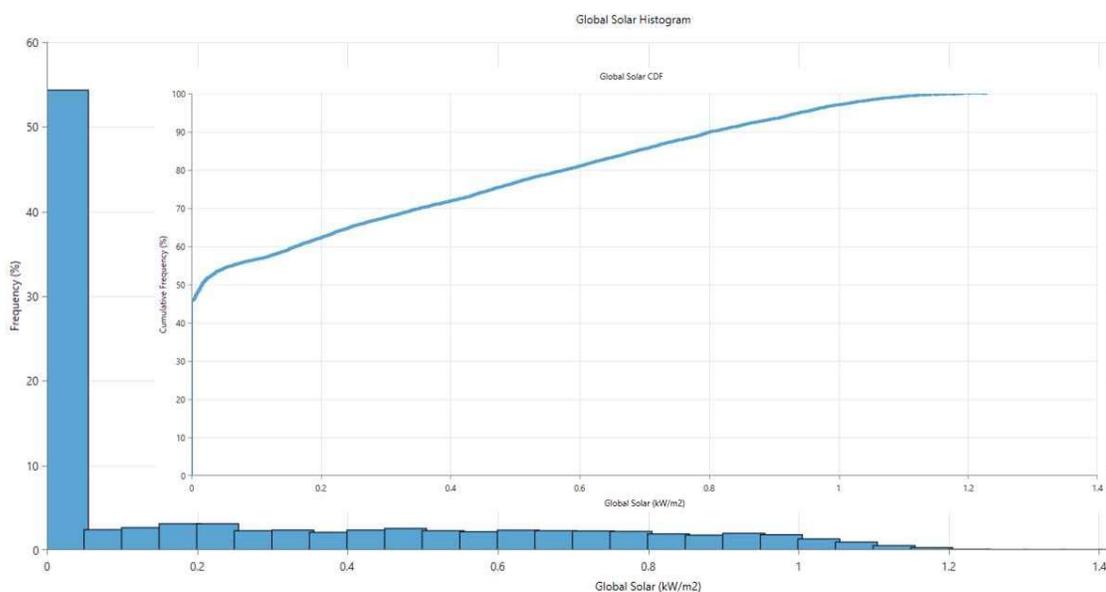
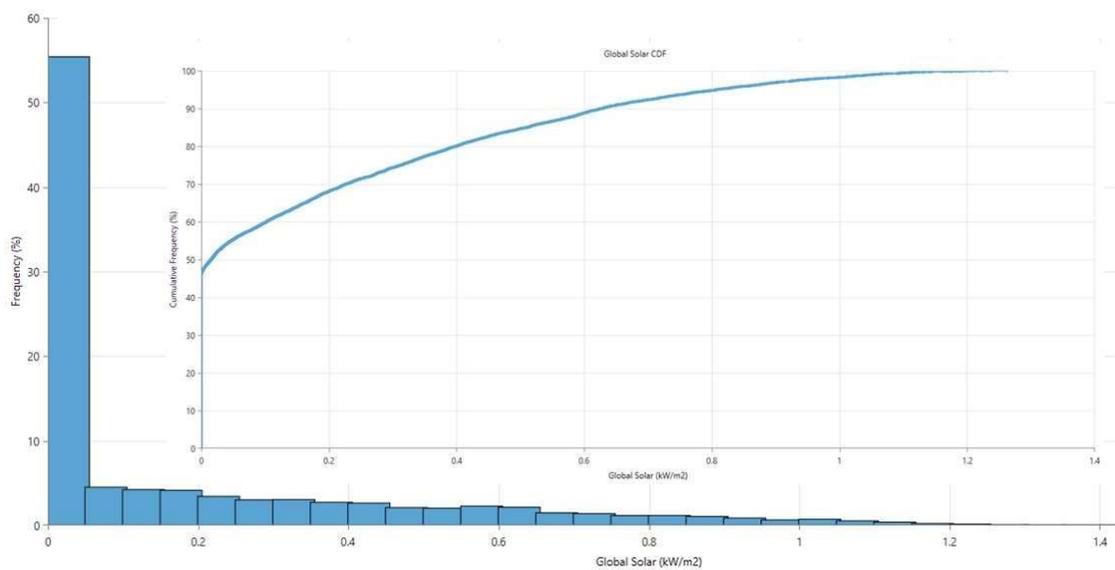


Figura 49 - Histograma da irradiação global de Jaguarão



Na Tabela 20 e nas Figuras 48 e 49 é fácil observar que em Fortaleza as irradiâncias de intensidades menores são menos frequentes que em Jaguarão, por outro lado as irradiâncias de intensidades maiores são mais frequentes em Fortaleza, que em Jaguarão. Então, espera-se que, tanto a quantidade de energia gerada, como a quantidade de hidrogênio produzido sejam maiores em Fortaleza do que em Jaguarão.

3.3.10 Perfis diários da Irradiação Solar Global em Fortaleza e Jaguarão

As Figuras 50 e 51 mostram os perfis diários da irradiação solar global típica dos doze meses do ano, nas proximidades de Fortaleza e Jaguarão, respectivamente.

Figura 50 - Perfil diário da Irradiação Solar Global de Fortaleza - CE

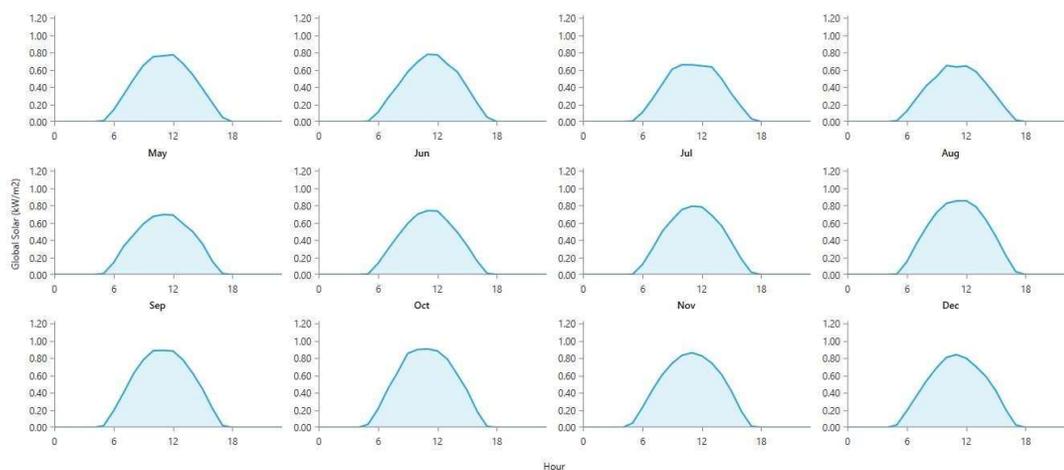
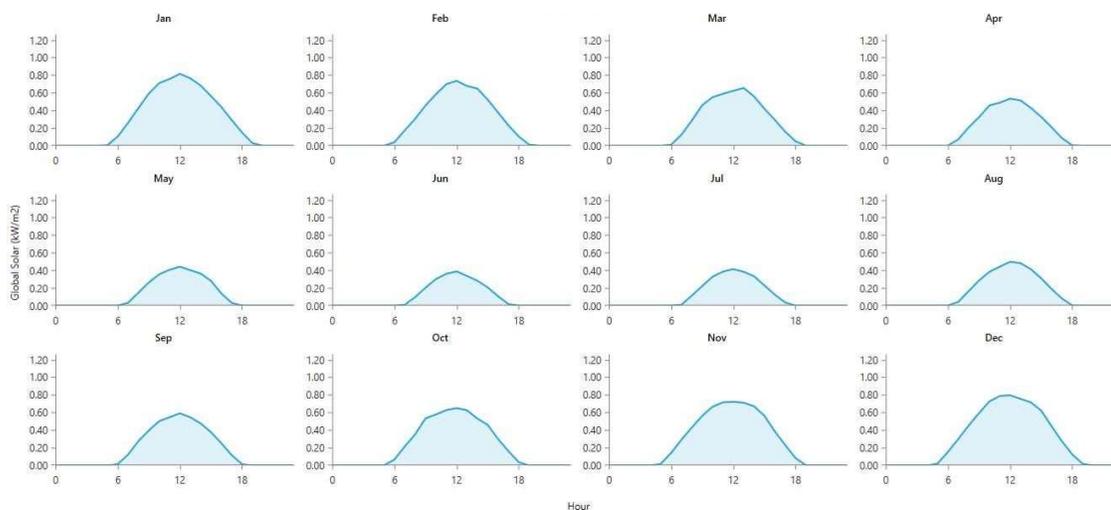


Figura 51 - Perfil diário da Irradiação Solar Global de Jaguarão - RS



Nas Figuras 50 e 51, é possível ver no eixo do tempo (x), que o sol nasce um pouco mais cedo em Fortaleza, do que em Jaguarão, e que a intensidade da irradiância média diária, vista no eixo Y, é maior em Fortaleza que em Jaguarão. Em consequência, espera-se que a produção tanto de energia, quanto a quantidade de hidrogênio em Fortaleza, sejam maiores que em Jaguarão.

3.3.11 Temperatura em Fortaleza e Jaraguão

As Figuras 52 e 53 mostram os dados de temperatura média mês a mês nas proximidades de Fortaleza e de Jaguarão, respectivamente.

Figura 52 - Temperatura média mensal de Fortaleza - CE

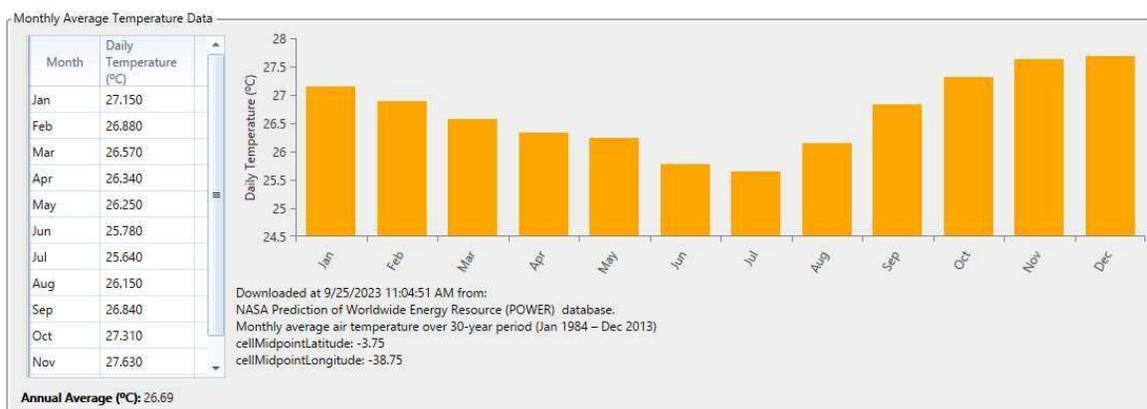
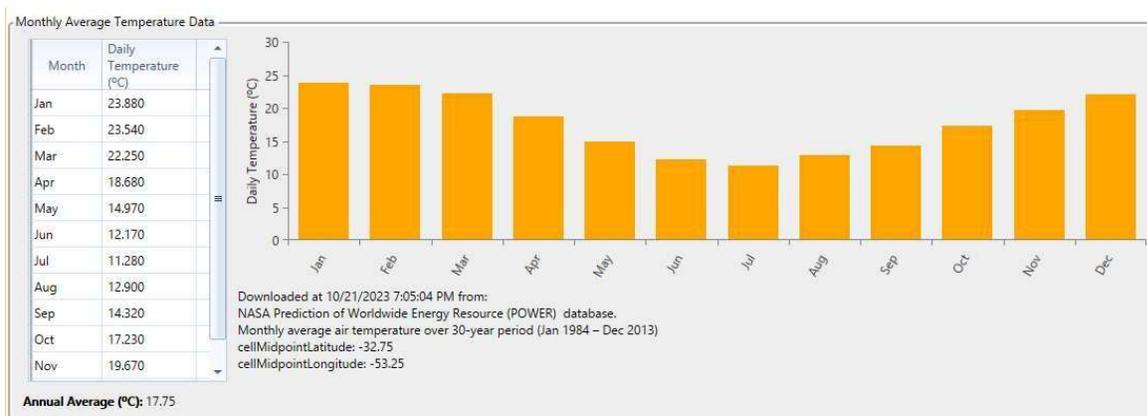


Figura 53 - Temperatura média mensal em Jaguarão - RS



A Figura 52 mostra a temperatura ambiente média mensal de Fortaleza, é fácil ver que a temperatura média mensal é 26,69°C; que a temperatura máxima é de 27,63°C e ocorre no mês de novembro de cada ano, a menor temperatura é 25,64°C e ocorre no mês de julho de cada ano.

Na Figura 53, que mostra a temperatura ambiente média mensal de Jaguarão, é fácil observar que a temperatura média mensal é 17,75°C, a temperatura máxima é de 23,88°C e ocorre no mês de janeiro de cada ano, menor temperatura é de 11,28°C e ocorre no mês de julho de cada ano.

3.3.12 Irradiação Global Horizontal nas localidades em estudo

As Tabelas 21, 22 e 23 mostram a Irradiância Global Horizontal nas localidades onde a usina será avaliada, separadas por região geográfica.

Tabela 21- Irradiância Global Horizontal nas cidades da Região Nordeste

	Fortaleza	Jaguaribe	Brejo Santo	Belém de SFR*	Euclides da Cunha	Feira de Santana	Jequié	Vitória da Conquista
Jan	5,74	5,53	5,73	5,91	5,79	5,86	5,81	6,07
Fev	5,54	5,64	5,87	6,00	5,91	5,72	5,92	6,08
Mar	5,04	5,42	5,48	5,62	5,96	5,28	5,32	5,44
Abr	4,77	5,18	5,30	5,33	4,96	4,61	4,84	4,91
Mai	5,17	5,03	4,98	4,82	4,41	4,10	4,30	4,41
Jun	5,26	5,89	4,74	4,46	4,08	3,66	4,02	4,07
Jul	5,70	5,23	4,95	4,61	4,33	3,89	4,16	4,22
Ago	6,42	5,89	5,79	4,42	4,72	4,27	4,70	4,85
Set	6,76	6,33	6,37	6,19	5,72	4,91	5,34	4,48
Out	6,92	6,45	6,66	6,62	6,09	5,50	5,50	5,63
Nov	6,56	6,17	6,41	6,40	5,76	5,47	5,22	5,40
Dez	6,22	5,88	6,11	6,16	5,83	5,69	5,55	5,70
MÉDIA	5,84	5,64	5,70	5,63	5,27	4,91	5,06	5,19

*Belém de SFR - Belém de São Francisco - PE

A Tabela 21 mostra a irradiância global horizontal para cada uma das localidades da Região Nordeste.

Já a Figura 54 mostra o gráfico por localidade da irradiância global horizontal anual média, em kWh/m²/dia.

Na Tabela 21 e na Figura 54, é possível observar que a irradiância média anual das cidades avaliadas na região é de 5,41 kWh/m²/dia; que a cidade de maior irradiância média é Fortaleza com média de 5,84 kWh/m²/dia, com máxima de 6,92 kWh/m²/dia e mínima de 4,77 kWh/m²/dia; e que a cidade de menor irradiância é Feira de Santana - BA com máxima de 5,86 kWh/m²/dia e mínima de 3,66 kWh/m²/dia.

Figura 54 - Irradiância global horizontal na Região Nordeste



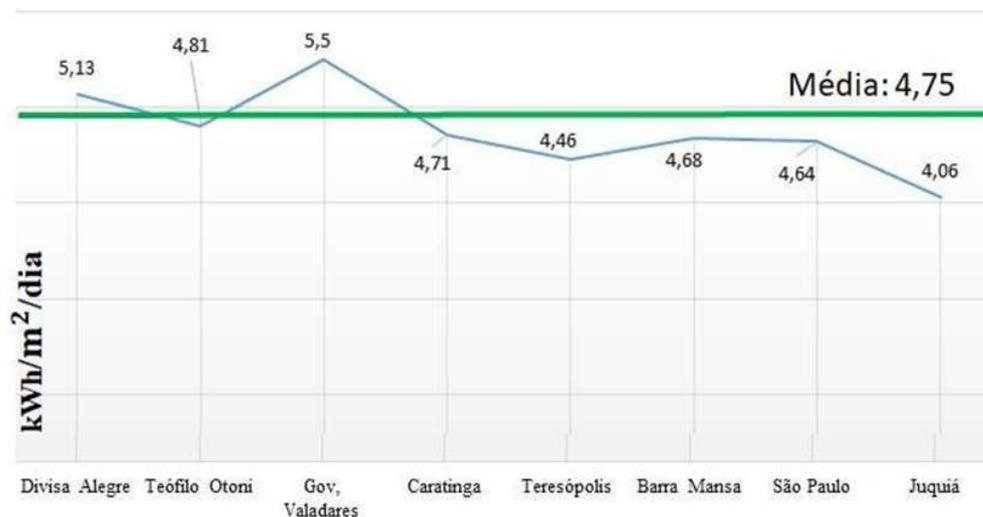
A Tabela 22 mostra a irradiância global horizontal para cada uma das localidades da Região Sudeste. Já a Figura 55 mostra o gráfico da irradiância global horizontal anual média por localidade, em kWh/m²/dia.

Tabela 22- Irradiância Global Horizontal na cidades da Região Sudeste

	Divisa Alegre	Teófilo Otoni	Gov. Valadares	Caratinga	Teresópolis	Barra Mansa	São Paulo	Juquiá
Jan	5,91	5,70	6,83	5,39	5,35	5,21	5,33	4,99
Fev	6,06	5,88	6,30	5,67	5,49	5,29	5,18	4,86
Mar	5,33	5,14	5,65	4,97	4,81	4,81	4,80	4,29
Abr	4,85	4,55	4,85	4,49	4,28	4,43	4,39	3,79
Mai	4,38	4,05	4,08	4,03	3,60	3,84	3,64	3,16
Jun	4,13	3,88	3,63	3,95	3,58	3,82	3,58	3,03
Jul	4,29	3,96	3,96	4,05	3,58	3,94	3,77	3,12
Ago	4,95	4,63	4,68	4,58	4,15	4,67	4,49	3,69
Set	5,52	4,94	5,61	4,73	4,07	4,64	4,43	3,57
Out	5,58	5,10	6,59	4,96	4,62	5,07	5,09	4,23
Nove	5,12	4,87	6,81	4,84	4,94	5,31	5,55	4,94
Dez	5,38	5,05	6,97	4,85	5,04	5,13	5,45	5,10
MÉDIA	5,13	4,81	5,50	4,71	4,46	4,68	4,64	4,06

FONTE: [81]

Figura 55 - Irradiância Global Horizontal na cidades da Região Sudeste



Na Tabela 22 e na Figura 57 é possível observar que a irradiância global horizontal média anual das cidades avaliadas na região sudeste é de 4,75 kWh/m²/dia, e que a cidade de maior irradiância média é Governador Valadares - MG, com média de 5,50 kWh/m²/dia, com máxima de 6,97 kWh/m²/dia e mínima de 3,96 kWh/m²/dia e que a cidade de menor irradiância é Juquiá - SP, com máxima de 5,10 kWh/m²/dia e mínima de 3,03 kWh/m²/dia.

A Tabela 23 mostra a irradiância global horizontal para cada uma das localidades da Região Sul. Já a Figura 56 mostra o gráfico por localidade, em kWh/m²/dia.

Tabela 23- Irradiância Global Horizontal na cidades da Região Sul

	Curitiba	Mafra	Lages	Caxias do Sul	Porto Alegre	Pelotas	Jaraguão
Jan	5,40	5,28	5,77	6,02	6,22	6,26	6,02
Fev	4,99	4,84	5,23	5,41	5,43	5,30	5,41
Mar	4,51	4,37	4,82	4,78	4,78	4,63	4,78
Abr	3,85	3,59	3,81	3,62	3,64	3,59	3,62
Mai	3,23	3,04	3,17	3,05	2,99	2,88	3,05
Jun	2,93	2,71	2,80	2,47	2,43	2,34	2,47
Jul	3,23	2,92	3,05	2,68	2,63	2,59	2,68
Ago	3,96	3,67	3,83	3,42	3,38	3,33	3,42
Set	3,97	3,68	4,21	4,01	4,08	4,11	4,01
Out	4,61	4,32	5,03	4,92	4,97	5,03	4,92
Nove	5,49	5,35	5,92	5,94	6,01	5,97	5,94
Dez	5,55	5,42	6,04	6,32	6,52	6,58	6,32
MÉDIA	4,31	4,10	4,47	4,39	4,42	4,38	4,39

FONTE: [81]

Figura 56- Irradiância Global Horizontal na cidades da Região Sul



Na Tabela 23 e na Figura 56 é possível observar que a irradiância global horizontal média anual das cidades avaliadas na Região Sul é de 4,35 kWh/m²/dia, a cidade de maior irradiância média é Lages - SC com média de 4,47 kWh/m²/dia, a irradiância máxima é de 6,04 kWh/m²/dia, a mínima é de 3,05 kWh/m²/dia, e que a cidade de menor irradiância global horizontal média é Mafra - SC com 4,10 kWh/m²/dia, máxima de 5,42 kWh/m²/dia e mínima 2,71 kWh/m²/dia.

Então, comparando-se os dados das Tabelas 21, 22 e 23 e os gráficos das Figuras 54, 55 e 56, é possível ver que as médias anuais da irradiância global horizontal das cidades da Região Nordeste são superiores às médias das cidades da Região Sudeste, que por sua vez, possui médias superiores às cidades da Região Sul. Por isso, espera-se que as cidades das Regiões Nordeste tenham maiores capacidade de produção de energia fotovoltaica e de hidrogênio, por ano, que as cidades das Regiões Sudeste e Sul do Brasil.

Por fim, nas Tabelas 24, 25 e 26 estão apresentadas as médias mensais de temperatura ambiental nas Regiões Nordeste, Sudeste e Nordeste.

Tabela 24- Temperatura nas cidades da Região Nordeste

	Fortaleza	Jaguaribe	Brejo Santo	Belém SFR	Euclides da Cunha	Feira de Santana	Jequié	Vitória da Conquista
Jan	27,15	28,34	26,98	28,06	27,15	26,81	24,64	23,82
Fev	26,88	27,51	25,95	27,68	27,18	26,91	24,86	24,25
Mar	26,57	26,76	25,38	27,25	27,06	26,95	24,63	23,91
Abr	26,34	26,07	24,83	26,59	26,17	25,75	23,76	23,23
Mai	26,25	25,86	24,69	25,72	24,68	24,10	22,45	21,94
Jun	25,78	25,69	24,33	24,25	22,91	22,45	20,71	20,25
Jul	25,64	26,27	24,47	23,49	22,10	21,60	19,88	19,54
Ago	26,15	27,63	25,71	24,20	22,62	21,71	20,31	20,08
Set	26,84	29,09	27,60	26,02	24,51	23,11	22,05	21,97
Out	27,31	29,90	28,99	27,88	26,26	24,89	23,76	23,48
Nove	27,63	30,07	29,32	28,81	26,89	25,94	24,15	23,49
Dez	27,69	29,66	28,66	28,64	27,04	26,54	24,39	23,56
MÉDIA	26,69	27,74	26,41	26,55	25,38	24,73	22,97	22,46

FONTE: [81]

Tabela 25- Temperatura nas cidades da Região Sudeste

	Divisa Alegre MG	Teófilo Otoni MG	Gov. Valadares MG	Caratinga MG	Teresópolis RJ	Barra Mansa RJ	São Paulo SP	Juquiá SP
Jan	23,25	23,43	26,71	23,16	23,48	23,27	22,98	23,74
Fev	23,92	23,89	27,14	23,43	23,58	23,42	22,15	23,81
Mar	23,63	23,52	27,08	23,05	22,86	22,65	20,68	22,94
Abr	22,96	22,62	26,43	22,03	21,40	21,33	17,96	23,8
Mai	21,69	21,17	25,08	20,23	19,01	18,94	16,61	18,54
Jun	20,17	19,80	23,91	18,97	17,89	17,79	16,12	17,06
Jul	19,58	19,41	22,97	18,94	17,55	17,36	17,11	16,47
Ago	20,32	20,29	22,65	20,13	18,68	18,34	18,22	17,39
Set	22,27	22,25	22,98	21,92	19,97	19,41	19,97	18,49
Out	23,57	23,55	23,76	23,28	21,66	20,82	20,90	20,42
Nov	23,06	23,07	24,73	22,88	22,16	21,50	22,12	21,68
Dez	22,94	23,15	25,91	23,01	22,98	22,54	22,98	23,06
MÉDIA	22,28	22,18	24,95	21,75	20,94	20,61	19,81	20,42

FONTE: [81]

Tabela 26- Temperatura nas cidades da Região Sul

	Curitiba	Mafra	Lages	Caxias do Sul	Porto Alegre	Pelotas	Jaraguão
Jan	21,74	21,53	20,06	22,72	24,54	23,69	23,88
Fev	21,70	21,56	20,00	22,51	24,59	23,67	23,54
Mar	20,91	20,68	18,90	21,45	23,63	22,65	22,25
Abr	19,08	18,64	16,51	18,54	20,58	19,52	18,68
Mai	15,82	15,18	12,95	14,86	16,89	15,99	14,97
Jun	14,21	13,56	11,39	13,02	14,49	13,38	12,17
Jul	13,68	13,04	10,81	12,40	13,57	12,34	11,28
Ago	15,04	14,46	12,40	13,99	14,88	13,52	12,90
Set	16,28	15,75	13,64	15,21	16,15	14,70	14,32
Out	18,39	17,96	16,09	17,80	18,74	17,33	17,23
Nov	19,74	19,37	17,60	19,64	20,88	19,66	19,67
Dez	21,25	20,94	19,22	21,68	23,06	22,05	22,14
MÉDIA	18,16	17,72	15,80	17,82	19,33	18,21	17,75

FONTE: [81]

4 RESULTADOS E ANÁLISES

Este capítulo apresenta os resultados e as análises desta pesquisa começando com o resultado da otimização para as condições ambientais de Betim em Minas Gerais.

4.1 Resultado da otimização da usina em Betim - MG

Esta seção apresenta o resultado da otimização da usina de 1,0 MWe para as condições ambientais nas proximidades da Refinaria de Petróleo Gabriel Paços, em Betim - MG, da produção de energia fotovoltaica, produção de hidrogênio, custos LCOE e LCOH obtido pela usina em Betim, e outros indicadores de performance do processo.

4.1.1 Resultado da otimização

O HOMER PRO executou 73 soluções, listou as 14 configurações mais viáveis, comparou os resultados obtidos e destacou a melhor alternativa dentre as mais viáveis com bateria e sem bateria. A Figura 57 destaca a mais alternativa viável e a Tabela 27 mostra os desempenhos das 14 alternativas mais viáveis, para as condições de referência deste estudo, ao longo da vida útil do projeto.

Figura 57 - Alternativa mais viável

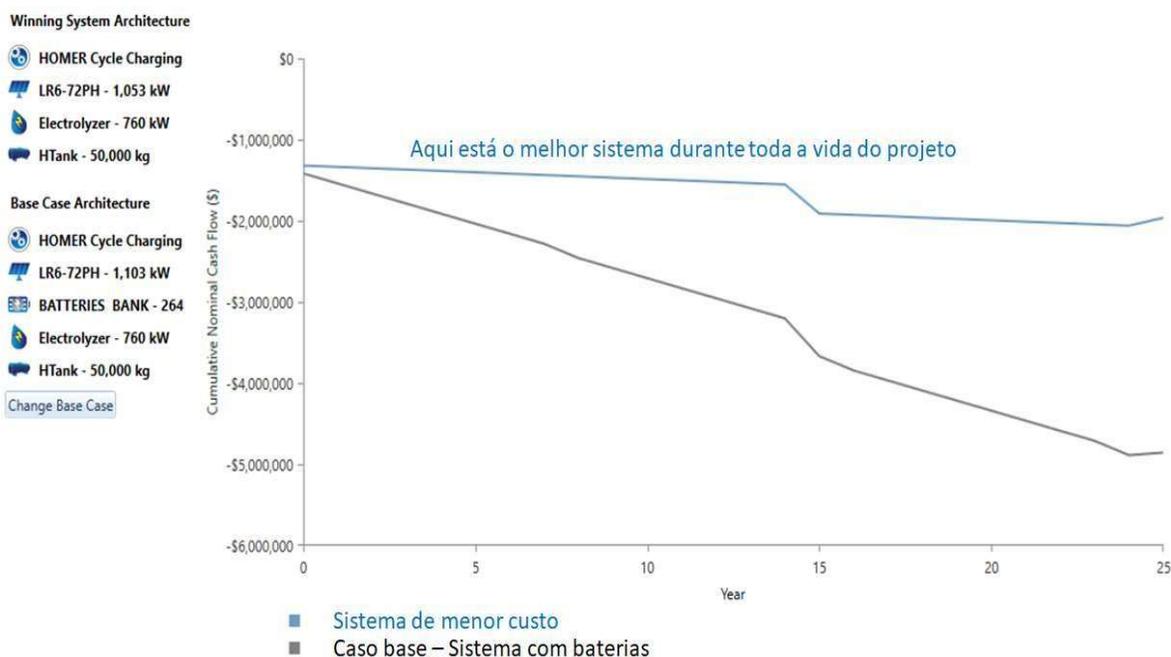


Tabela 27- Resultados das alternativas viáveis

Ordem	Potência em kW _e	Baterias (kWh)	Eletrolisador (kW)	Energia kWh/ano/MW	Hidrogênio kW/ano/MW	Custos VPL (US\$)x10 ³	LCOH US\$/kg
1	1.053	-	690	1.814.203	28.799	1,69	4,10
2	1.059	-	690	1.825.002	28.934	1,70	4,10
3	1.065	-	690	1.835.801	29.079	1,70	4,10
4	1.078	-	690	1.857.398	29.348	1,72	4,10
5	1.103	-	690	1.900.594	29.877	1,74	4,10
6	1.153	-	690	1.986.984	31.791	1,79	4,10
7	1.203	-	690	2.073.375	31.791	1,84	4,10
8	1.065	66	690	1.849.982	28.321	2,13	5,16
9	1.078	132	690	1.842.542	28.840	2,56	6,26
10	1.165	264	690	1.956.805	29.127	3,42	8,21
11	1.203	990	690	2.148.999	31.034	4,19	9,43
12	1.203	1980	690	2.149.299	31.034	4,32	9,72
13	1.203	3960	690	2.149.299	31.034	5,56	11,80
14	1.203	5940	690	2.149.299	31.034	6,97	15,70

A Tabela 27 mostra a performance das 14 configurações mais viáveis, segundo o HOMER PRO para das condições de referência. A segunda coluna mostra a potência de cada uma das alternativas, considerando a soma da potência do sistema fotovoltaico e a potência das baterias; a coluna três mostra o número de baterias com capacidade de 1,0 kWh de capacidade; a coluna quatro mostra a potência nominal de saída do eletrolisador; as colunas cinco e seis mostram as quantidades de energia e de hidrogênio produzidos na localidade de referência, respectivamente; as colunas sete e oito mostram VLP – Valor Presente Líquido e o LCOH de cada uma das configurações.

Na Tabela 27, também é possível observar que a medida que o número de baterias cresce, aumenta o VLP que sai de 1,69 milhões de Reais, na configuração sem baterias para 6,97 milhões de Reais na configuração com 5.940 baterias e faz o LCOH sair de 4,10 US\$/kg para 15,70 US\$/kg de hidrogênio produzido.

Observa-se também, que a máxima produção de hidrogênio obtida é de 31.034 kg/ano/MW, quando a quantidade a potência da planta já está em 1.203 kW_e. Porém, a capacidade de conversão do eletrolisador em hidrogênio é de apenas 690 kW, e isso faz com que qualquer aumento no número baterias resulte em excesso de energia, pois não é convertido em hidrogênio.

4.1.2 Indicadores de desempenho da usina em Betim - MG

Os resultados obtidos para a usina equipada com sistema fotovoltaico de 1.053 kW e eletrolisador de 690 kW de saída em hidrogênio, para a melhor configuração com baterias e para a melhor configuração sem baterias estão mostrados na Tabela 28.

Tabela 28- Performance da usina otimizada em Betim – MG

Configuração	Unidades	Sem Baterias	Com Baterias	Diferenças (%)
Capacidade nominal	kW	1.053	1.165	10,6
Número de baterias	Unid.	0	264	264 Unidades
Produção de energia	kWh/ano	1.814.203	1.900.549	4,75
Horas de produção (PV)	h	4.398	4.398	0
Fator capacidade (PV)	%	19,7	19,7	0
Máximo Output	kW	1000	1.047	4,75
Excesso de eletricidade	kWh/ano	59.11	77.102	30,4
Operação eletrolisador	h	3.545	3.545	0
Fator capacidade (ELE)	%	24,7	25	3,0
Produção de Hidrogênio	kg/ano	28.799	29.127	0,2
Custo LCOH	US\$/MWh	4,10	8,21	100,2
Taxa de conversão	kWh/kg	57,2	57,2	0

A Tabela 28 compara os resultados obtidos pelo HOMER PRO usando a melhor configuração com 264 baterias genéricas de 1,0 kWh ao custo de 200 US\$/unidade, e a melhor configuração sem baterias. É possível observar que:

- A capacidade nominal de geração de energia aumenta de 1.053 kW para 1.165 kW e isso representa um acréscimo da ordem de 10,6%, na capacidade, e relação a configuração sem baterias;
- A quantidade de energia possível de ser produzida com a usina sem banco de baterias e com banco de baterias é 1.814.203 kWh/ano e 1.900.549 kWh/ano, respectivamente. A diferença de produção de energia corresponde a um aumento de 4,75%;
- A quantidade de hidrogênio possível de ser produzida com a usina sem banco de baterias e com banco de baterias são 28.977 kg/ano e 29.127 kg/ano, respectivamente. A diferença na produção de hidrogênio corresponde a um aumento de 1,1%;
- Os LCOH - Custos Nivelados do Hidrogênio produzido na usina sem banco de baterias e com banco de 264 baterias de 1 kWh/unidade ao custo unitário de 200 US\$/kg, são de

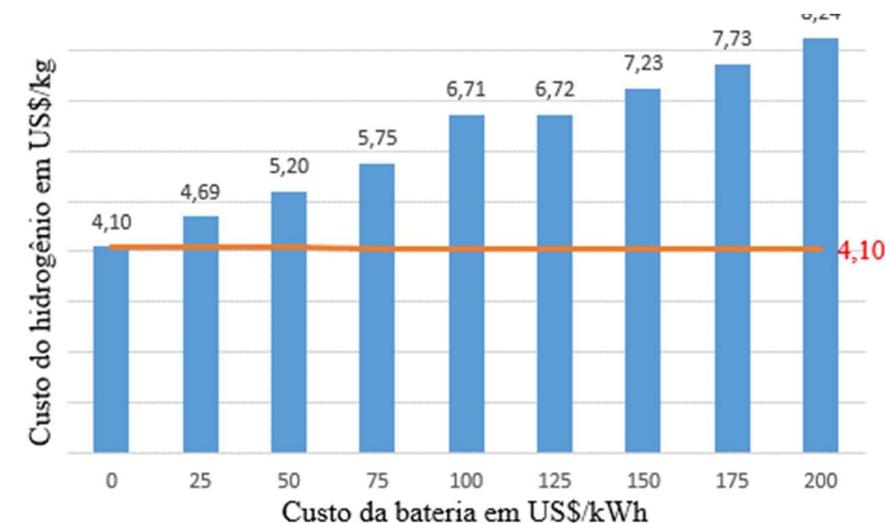
4,10 US\$/kg e 8,21 US\$/kg, respectivamente. Assim, uso de banco de baterias eleva o custo do hidrogênio produzido em 100,4%;

- e) Além disso, o excesso de energia aumenta em 30,4% quando a usina é equipada com banco de 264 baterias, porém o fator de capacidade da usina só cresce apenas 1,2%.

4.1.3 Análise do custo em função do custo de capital de baterias em Betim - MG

Como visto no parágrafo anterior, o custo do hidrogênio produzido é muito sensível ao custo da bateria. Então, foi realizada análise de sensibilidade do LCOH – Custo Nivelado do Hidrogênio produzido, com custo da bateria variando de 25 US\$/kWh a 200 US\$/kWh de capacidade de armazenamento da bateria. Os resultados estão apresentados na Figura 58, que mostra o LCOH no eixo dos Y o custo unitário das baterias no eixo dos X variando de 25 a 200 US\$/kWh de capacidade de armazenamento.

Figura 58 - LCOH versus Custo Unitário das Baterias



É fácil observar que na condição de custo zero com baterias, que corresponde a condição de não usar baterias na usina de eletrólise, o LCOH é de 4,10 US\$/kg de hidrogênio, e que o custo cresce linearmente, de forma que:

- O uso de 264 baterias ao custo de 25 US\$/kWh, eleva o LCOH de 4,10 para 4,69 US\$/kg de hidrogênio, e representa um aumento de 15,5% em relação a alternativa de não usar baterias.
- O uso de baterias a 50 US\$/KW/kWh, 100 US\$/KW/kWh, 150 US\$/KW/kWh, 200 US\$/KW/kWh, faz com que o LCOH cresça para 5,20 US\$/kg, 6,21 US\$/kg, 7,23 US\$/kg, 8,24 US\$/kg, respectivamente;

- Qualquer que seja o custo unitário de bateria, sempre causará elevação do custo do hidrogênio, em relação da alternativa de não usar baterias na usina de eletrolise objeto deste estudo.

A Figura 59 apresenta o efeito da quantidade de baterias no LCOH - Custo Nivelado do Hidrogênio considerando o custo unitária de uma bateria de 1,0 kWh de capacidade ao custo de 200 U\$ por unidade.

Na Figura 59, é possível observar o efeito do custo de estocagem de baterias sobre LCOH é significativo. O LCOH da condição da usina sem baterias é de 4,10 US\$/kg e na na condição da usina com 66 baterias passa a ser 5,16 US\$/kg que representa um aumento de custo de 15,5%. Na condição da usina com 5.940 baterias o LCOH passa a ser 15,70 US\$/kg, valor 3,6 vezes maior do que na configuração da usina sem banco de baterias.

Figura 59- Impacto da quantidade de baterias no LCOH



4.2 Resultados das simulações da usina na Região Nordeste

Esta seção apresenta os resultados das simulações obtidos para a usina de referência nas condições ambientais das localidades da Região Nordeste, com ênfase da produção de energia, produção de hidrogênio, custo da energia produzida e custo do hidrogênio produzido, necessários para responder as questões da pesquisa.

4.2.1 Produção de energia na Região Nordeste

A Tabela 29 mostra a performance simulada da usina de referência nas oito localidades da Região Nordeste. A primeira coluna mostra a cidade onde a usina foi simulada, a segunda coluna mostra a quantidade de energia fotovoltaica produzida, a terceira coluna mostra o número de horas que a usina operou produzindo energia, a quarta coluna mostra o fator de carga do sistema fotovoltaico, e por último, a quinta coluna mostra a máxima potência de geração obtida.

Tabela 29- Performance estimada do sistema fotovoltaico na Região Nordeste.

Cidade/Indicadores	Energia produzida (kWh)	Tempo de operação (h)	Fator de carga (%)	Geração Máxima (kW)
Fortaleza - CE	1.857.412	4.337	20,10	985
Jaguaribe - CE	1.709.137	4.333	19,40	975
Brejo Santo - CE	1.843.767	4.347	19,80	990
Belém do São Francisco - PE	1.799.818	4.341	19,50	984
Euclides da Cunha - BA	1.701.613	4.339	18,50	985
Feira de Santana - BA	1.591.530	4.319	17,30	984
Jequié - BA	1.691.269	4.384	18,10	989
Vitória da Conquista - BA	1.721.269	4.390	18,70	994
MÉDIA	1.742.078	4.348,75	18,92	986

Na Tabela 29, é fácil observar que a maior produção de energia ocorre na cidade de Fortaleza - CE com 1.857.412 kWh/ano, a menor produção de energia ocorre na cidade de Feira de Santana - BA, com 1.591.530 kWh/ano, e que a média de produção de energia estimada para a Região Nordeste foi de 1.742.078 kWh/ano.

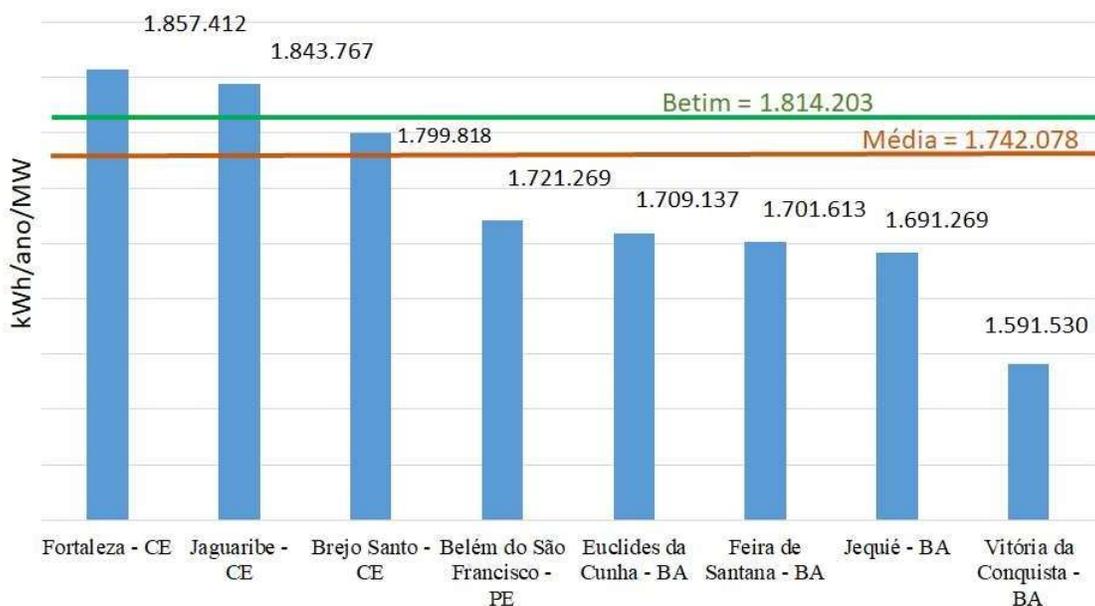
Também é possível notar na Tabela 29, que o tempo médio de operação do sistema fotovoltaico foi de 4.348,75 horas/ano, que o menor tempo de operação ocorre na cidade de Feira de Santana - BA, com 4.319 horas/ano e maior tempo de operação foi de 4.390 horas/ano e ocorre na cidade de Vitória da Conquista - BA.

Além disso, o fator de carga ficou na faixa de 17,30% e 20,10% em Feira de Santana - BA e Fortaleza - CE, respectivamente. O fator de carga médio é de 18,92%, e a potência máxima foi de 990 kW e ocorre na cidade de Brejo Santo, na Região Sul do Ceará.

4.3 O Ranking da produção de energia na Região Nordeste

A Figura 60 mostra o *Ranking* da geração de energia em ordem decrescente dos valores obtidos em kWh/ano. Assim, é possível facilmente responder a segunda questão da pesquisa, que indaga sobre a quantidade de energia, que é possível produzir em cada uma das cidades da Região Nordeste ao longo da BR-116.

Figura 60- Ranking da geração de energia na Região Nordeste



A Figura 60 também permite observar que a usina de referência, operando nas condições ambientais de Fortaleza e Brejo Santo, ambas no Ceará, é capaz de produzir mais energia que em Betim-MG. É também, possível observar que a média de produção de energia obtida para a Região Nordeste é menor que a produção em Betim.

4.3.1 Produção hidrogênio na Região Nordeste

A Tabela 30 mostra o desempenho do eletrolisador da usina de referência nas oito cidades da Região Nordeste. A primeira coluna mostra a cidade onde a usina foi simulada, a segunda coluna mostra a capacidade estimada de produção de hidrogênio, a terceira coluna mostra o número de horas que o eletrolisador pode operar produzindo hidrogênio, e a quarta coluna mostra o fator de capacidade do eletrolisador estimado para cada localidade.

Tabela 30- Desempenho estimado do eletrolisador na Região Nordeste

Cidade/Indicadores	Produção de Hidrogênio (kgH ₂ /ano)	Operação do Eletrolisador (h)	Fator de Capacidade (%)
Fortaleza - CE	28.866	3.624	27,30
Jaguaribe - CE	27.896	3.600	26,40
Brejo Santo - CE	28.574	3.630	27,00
Belém do São Francisco - PE	27.980	3.617	26,50
Euclides da Cunha - BA	27.030	3.490	23,20
Feira de Santana - BA	26.411	3.437	23,30
Jequié - BA	25.781	3.487	24,40
Vitória da Conquista - BA	26.599	3.536	25,20
MÉDIA	27.392	3.553	25,41

Na Tabela 30, é fácil ver que a maior estimativa de produção de hidrogênio ocorre na cidade de Fortaleza - CE, com 28.886 kg/ano, a menor produção de hidrogênio ocorre na cidade de Jequié - BA, com 25.781 kg/ano, e que a média estimada de produção de energia na Região Nordeste é de 27.392 kg/ano.

Além disso, segundo os dados da Tabela 29, o tempo médio de operação do eletrolisador, obtido nas simulações, foi de 3.553 horas/ano, o menor tempo de operação ocorre na cidade de Feira de Santana - BA, com 3.437 horas/ano e o maior tempo de operação foi de 4.630 hora/ano e ocorre na cidade de Brejo Santo - CE.

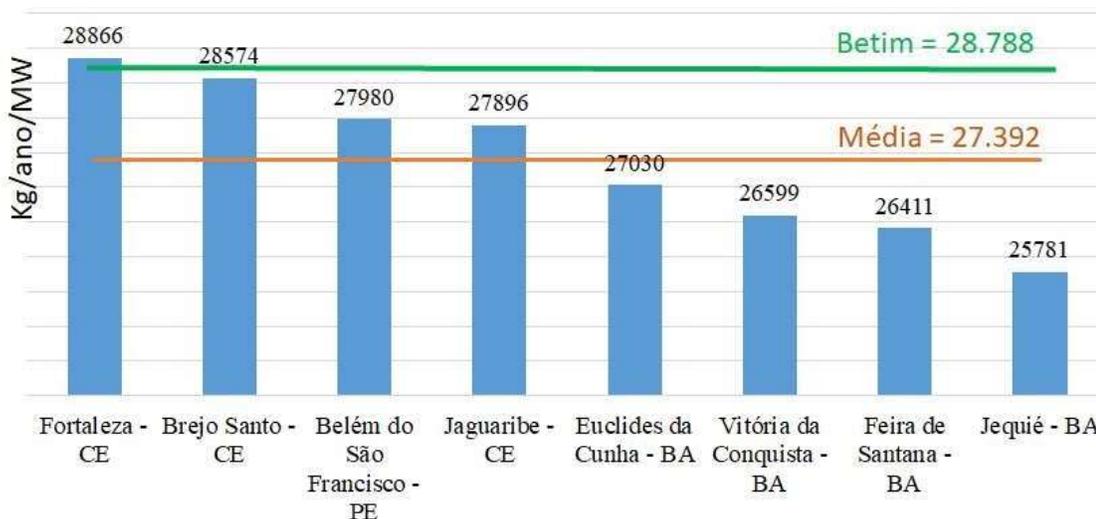
Além disso, é possível observar que o fator de capacidade ficou na faixa de 23,20% a 27,30%, em Euclides da Cunha - BA e Fortaleza - CE, respectivamente, e que o fator de capacidade médio é de 25,41%.

4.3.2 Ranking da produção de hidrogênio na Região Nordeste

A Figura 61 mostra o *Ranking* da geração de energia em ordem decrescente dos valores kgH₂/ano. Assim, é possível facilmente responder a terceira questão da pesquisa, que indaga sobre a quantidade de hidrogênio que é possível produzir nas cidades da Região Nordeste ao longo da BR-116.

A Figura 61 também permite observar que, a usina de referência produziu só produziu menos hidrogênio que em Betim-MG, que em Fortaleza no estado do Ceará; e que, a média de produção de hidrogênio na Região Nordeste é menor do que a produção estimada para Betim- MG.

Figura 61- Ranking da produção de hidrogênio na Região Nordeste



4.3.3 Aspectos econômicos da produção de hidrogênio na Região Nordeste

A Tabela 31 mostra os resultados econômicos das simulações na Região Nordeste. A primeira coluna mostra cada uma das localidades, a segunda mostra o custo nivelado da energia elétrica produzida em US\$/MWh e a última coluna mostra o custo nivelado do hidrogênio produzido em US\$/kg.

Tabela 31- Resultados econômicos na Região Nordeste.

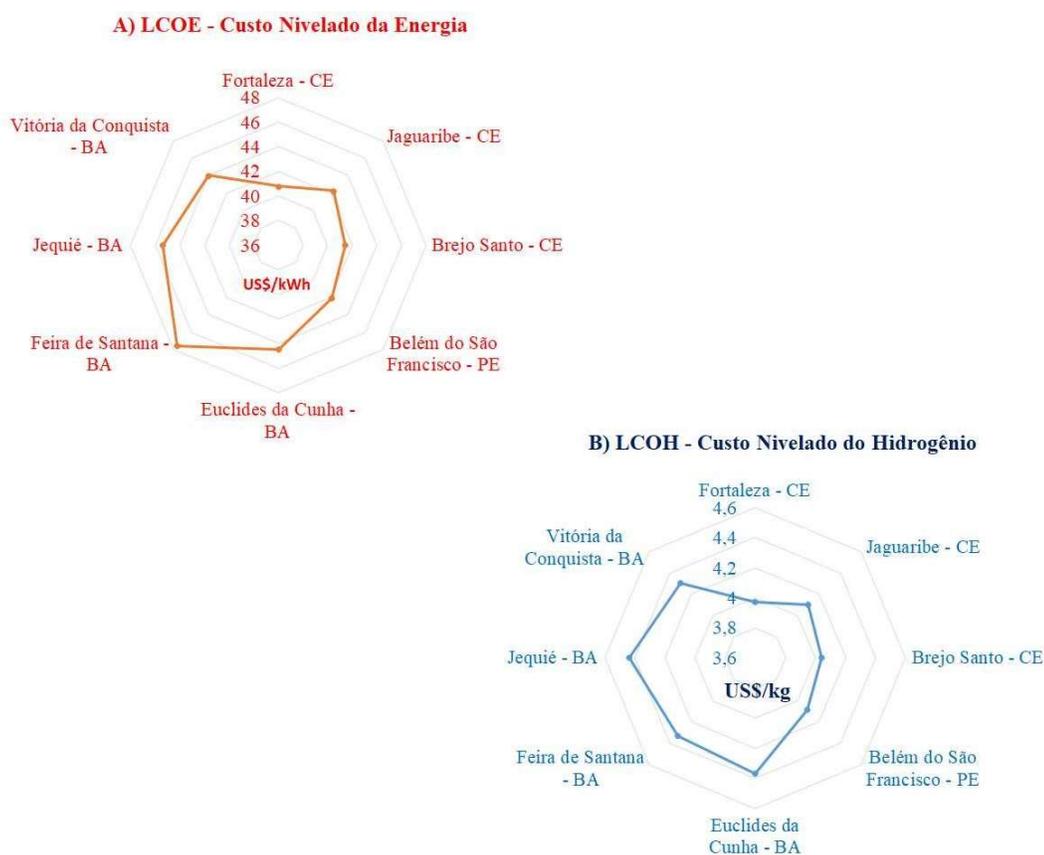
Cidade/Indicadores	LCOE (US\$/MWh)	LCOH US\$/kgH ₂
Fortaleza - CE	40,80	3,97
Jaguaribe - CE	42,30	4,10
Brejo Santo - CE	41,40	4,04
Belém do São Francisco - PE	42,10	4,09
Euclides da Cunha - BA	44,50	4,37
Feira de Santana - BA	47,60	4,33
Jequié - BA	45,40	4,44
Vitória da Conquista - BA	44,00	4,30
MÉDIA	43,51	4,20

Na Tabela 31, observa-se que o menor LCOE - custo nivelado da energia estimado é de 40,80 US\$/MWh, obtido em Fortaleza - CE; o maior custo da energia produzida é de 47,60 US\$/MWh, obtido em Feira de Santana - BA, e que o custo nivelado da energia médio para a Região Nordeste é de 43,51 US\$/MWh.

Em relação ao LCOH custo nivelado do hidrogênio produzido, é fácil observar que o menor custo nivelado do hidrogênio é de 3,97 US\$/kg, obtido em Fortaleza - CE, e que o maior é de 4,44 US\$/kg obtido em Jequié - BA.

A Figura 62A mostra a representação gráfica do LCOE – Custo Nivelado da Energia e a Figura 62B mostra o LCOH - Custo Nivelado do Hidrogênio estimados para a Região Nordeste, onde o leitor poderá comparar os valores obtidos.

Figura 62 - LCOE e LCOH na Região Nordeste



4.3 Resultados das simulações da usina na Região Sudeste

Esta seção apresenta os resultados das simulações obtidos para a usina de referência nas condições ambientais das localidades da Região Sudeste, com ênfase da produção de energia, produção de hidrogênio, custo da energia produzida e custo do hidrogênio produzido, necessários para responder as questões da pesquisa.

4.3.1 Produção de energia na Região Sudeste

A Tabela 32 mostra a performance estimada da usina de referência nas oito cidades da Região Sudeste. A primeira coluna mostra a cidade onde a usina foi simulada, a segunda coluna mostra a quantidade de energia elétrica estimada, a terceira coluna mostra o número de horas que a usina operou produzindo energia, a quarta coluna mostra o fator de carga do sistema fotovoltaico, e por último, a quinta coluna mostra a máxima potência de geração obtida em cada cidade.

A Tabela 32, também mostra que a maior produção de energia ocorre na cidade de Divisa Alegre - MG com 1.710.526 kWh/ano, a menor ocorre na cidade de Juquiá – SP, com 1.404.745 kWh/ano, e que a média estimada de produção de energia na Região Sudeste foi de 1.590.787 kWh/ano.

Tabela 32- Performance estimada do sistema fotovoltaico na Região Sudeste.

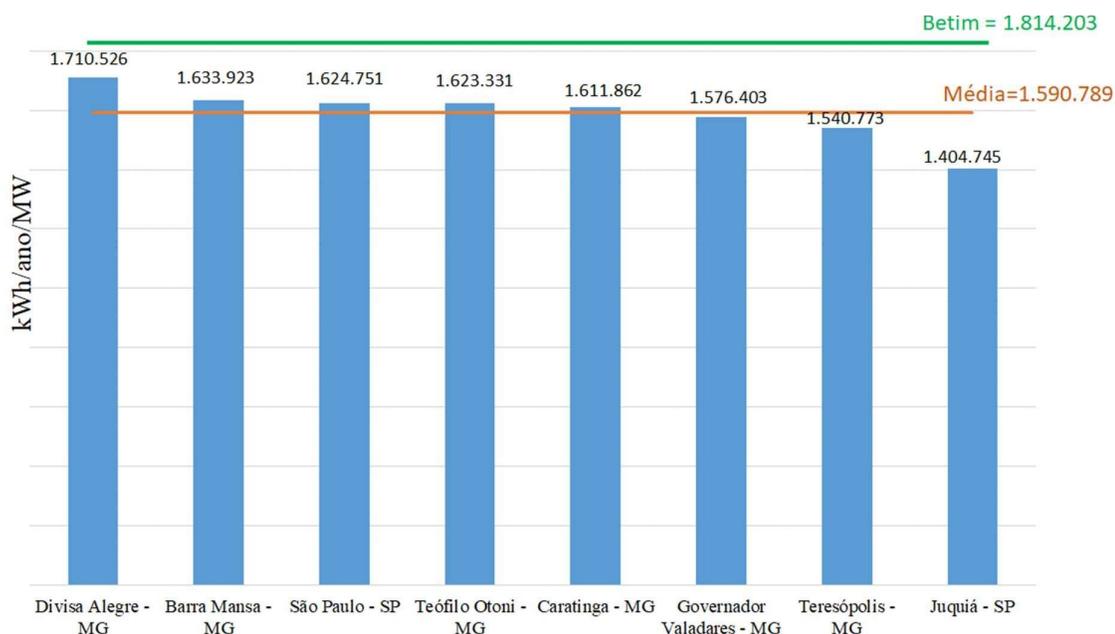
Cidade/Indicadores	Energia produzida (kWh/ano)	Tempo de Operação (h)	Fator de carga (%)	Geração Máxima (kW)
Divisa Alegre - MG	1.710.526	4.686	18,6	994
Teófilo Otoni - MG	1.623.331	4.447	17,6	988
Governador Valadares - MG	1.576.403	4.319	17,1	982
Caratinga - MG	1.611.862	4.385	17,5	989
Teresópolis - MG	1.540.773	4.221	16,7	997
Barra Mansa - MG	1.633.923	4.477	17,7	1002
São Paulo - SP	1.624.751	4.451	17,6	1009
Juquiá - SP	1.404.745	3.857	15,3	1004
MÉDIA	1.590.789	4.355	17,26	995,6

Também se vê na Tabela 32, que o tempo médio de operação do sistema fotovoltaico foi de 4.355 horas/ano, que o menor tempo de operação ocorre na cidade de Juquiá - SP, com 3.857 horas/ano e maior tempo de operação foi de 4.686 hora/ano e ocorre na cidade de Divisa

Alegre - MG. Além disso, é possível ver que o fator de carga ficou na faixa de 15,30% e 18,60%, em Juquiá - SP e Divisa Alegre - MG, respectivamente; e que o fator de carga médio é de 17,26%; já a potência máxima foi de 1.009 kW e ocorre na cidade de São Paulo - SP.

A Figura 63 mostra o *Ranking* da geração de energia em ordem decrescente dos valores obtidos em kWh/ano para as localidades da Região Sudeste. Assim, é possível facilmente responder a segunda questão da pesquisa, que indaga sobre a quantidade de energia que é possível produzir, nas cidades da Região Sudeste ao longo da BR-116.

Figura 63 - Ranking da produção de energia da Região Sudeste.



A Figura 63 também permite ver que em nenhuma das cidades da Região Sudeste a produção de energia pela usina superou a produção obtida na cidade de Betim-MG e que a média de produção de energia na Região Sudeste é da ordem 1.590.789 kWh/ano, enquanto a produção em Betim é de 1.814.203 kWh/ano.

4.3.2 Produção hidrogênio na Região Sudeste

A Tabela 33 mostra a performance do eletrolisador da usina de referência nas oito cidades da Região Sudeste. A primeira coluna mostra a cidade onde a usina foi simulada, a segunda coluna mostra a quantidade de hidrogênio produzido, a terceira coluna mostra o número de horas que o eletrolisador operou produzindo hidrogênio, e a quarta coluna mostra o fator de capacidade do eletrolisador em cada localidade.

Na Tabela 33, é fácil ver que a maior produção de hidrogênio na Região Sudeste, ocorre na cidade de Divisa Alegre - MG, com 26.440 kg/ano, e a menor produção de energia na cidade de Juquiá - SP, com 21.504 kg/ano, e que a média de produção de energia na nessa Região foi de 27.637 kg/ano.

Também é possível notar na Tabela 33, que o tempo médio de operação do eletrolisador foi de 3.544 horas/ano, que o menor tempo de operação do eletrolisador ocorre na cidade de Juquiá - SP, com 3.253 horas/ano e maior tempo de operação foi de 3.524 hora/ano e ocorre na cidade de Divisa Alegre - MG. Além disso, é possível ver que o fator de capacidade ficou na

faixa de 20,30 a 25,00%, em Juquiá - SP e Divisa Alegre - MG, respectivamente, e que o fator de capacidade médio é de 23,20%.

Tabela 33 - Desempenho estimado do eletrolisador

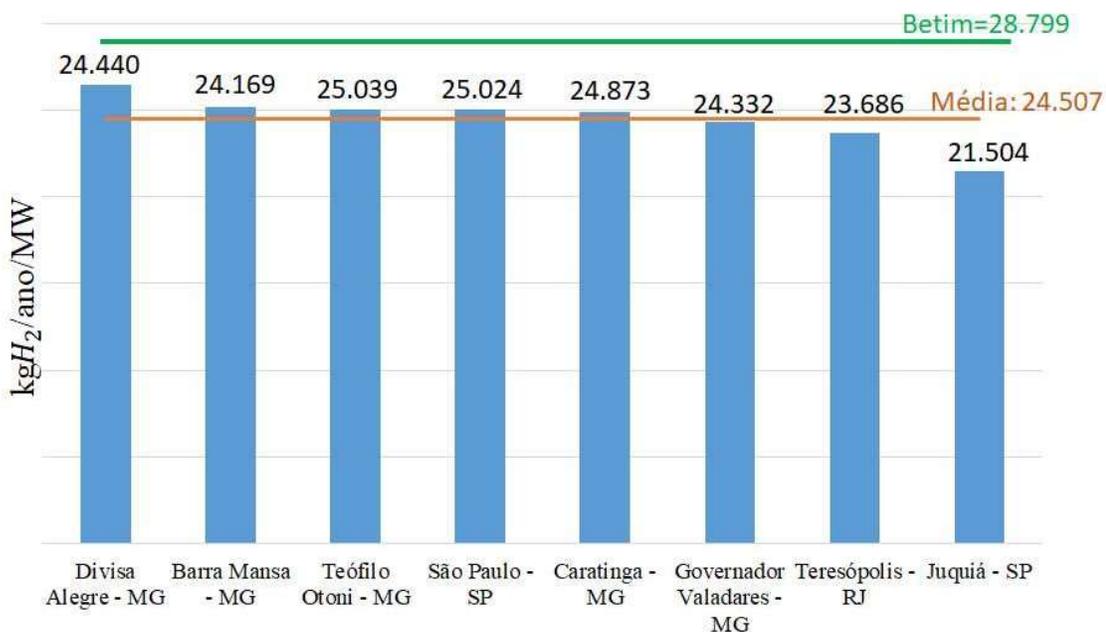
Cidade/Indicadores	Produção de Hidrogênio (kg/ano)	Operação do Eletrolisador (h)	Fator de Capacidade (%)
Divisa Alegre - MG	26.440	3.524	25,0
Teófilo Otoni - MG	25.032	3.450	23,7
Governador Valadares - MG	24.332	3.412	23,0
Caratinga - MG	24.873	3.413	23,5
Teresópolis - RJ	23.686	3.375	22,4
Barra Mansa - MG	25.169	3.449	23,8
São Paulo - SP	25.024	3.477	23,7
Juquiá - SP	21.504	3.253	20,3
MÉDIA	24.507	3.544	23,2

4.3.3 Ranking da produção de hidrogênio na Região Sudeste

A Figura 64 mostra o *Ranking* da geração de energia em ordem decrescente dos valores obtidos kgH₂/ano. Assim, é possível facilmente responder a terceira questão da pesquisa, que indaga sobre a quantidade de hidrogênio que é possível produzir, nas cidades da Região Sudeste ao longo da BR-116.

A Figura 64 também permite ver que a usina de referência produziu menos hidrogênio nas cidades da Região Sudeste, que produziu em Betim-MG.

Figura 64 - Ranking da produção de hidrogênio da Região Sudeste.



4.3.4 Aspectos econômicos da produção de hidrogênio na Região Sudeste

A Tabela 33 mostra os resultados econômicos das simulações na Região Sudeste. A primeira coluna mostra cada uma das localidades, a segunda mostra o custo nivelado da energia elétrica produzida em US\$/MWh e a última coluna mostra o custo nivelado do hidrogênio produzido em US\$/kg.

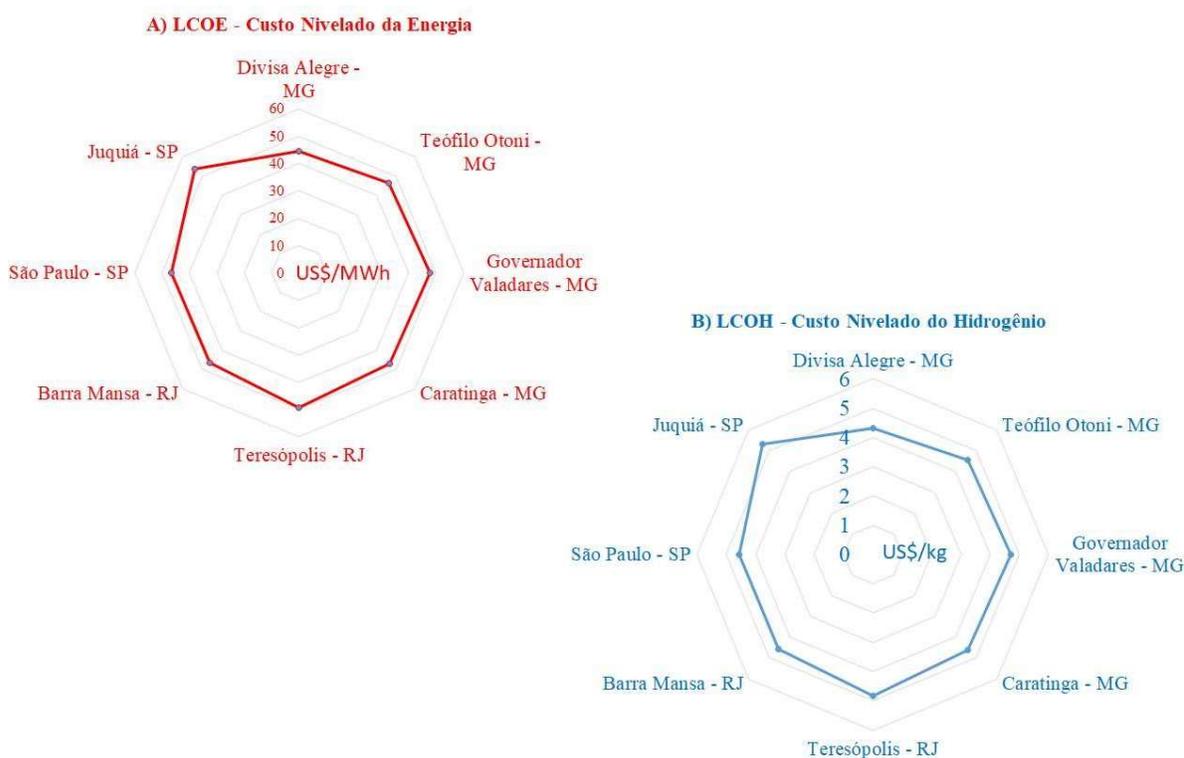
Tabela 34 - Resultados econômicos estimados para a Região Sudeste.

Cidade/Indicadores	LCOE (US\$/MWh)	LCOH US\$/kgH ₂
Divisa Alegre - MG	44,40	4,33
Teófilo Otoni - MG	46,60	4,57
Governador Valadares - MG	48,00	4,71
Caratinga - MG	46,90	4,60
Teresópolis - MG	49,10	4,83
Barra Mansa - MG	46,30	4,55
São Paulo - SP	46,60	4,57
Juquiá - SP	53,80	5,32
MÉDIA	44,71	4,68

Na Tabela 34 é possível notar que o capital necessário para implantar a planta de hidrogênio é de 1.290,00 US\$/kW, e que o menor custo nivelado da energia é de 44,40 US\$/MWh, obtido em Divisa Alegre - MG, e o maior é de 53,80 US\$/MWh, obtido em Juquiá - SP. Já o menor custo nivelado do hidrogênio é de 4,33 US\$/kg, obtido em Divisa Alegre - MG, e o maior é de 5,32 US\$/kg obtido em Juquiá - SP.

A Figura 65A mostra a representação gráfica do LCOE – Custo Nivelado da Energia e a Figura 65B mostra o LCOE – Custo Nivelado da Energia estimado para a Região Sudeste, onde o leitor poderá comparar os valores obtidos em cada uma das localidades da região.

Figura 65 - LCOE e LCOH na Região Sudeste, em US\$/MWh e US\$/kgH₂



4.4 Resultados das simulações da usina na Região Sul

Esta seção apresenta os resultados das simulações obtidos para a usina de referência nas condições ambientais das localidades da Região Sul, com ênfase da produção de energia, produção de hidrogênio, custo da energia produzida e custo do hidrogênio produzido, necessários para responder as questões da pesquisa.

4.4.1 Produção de energia na Região Sul

A Tabela 35 mostra a performance estimada da usina de referência, em sete cidades da Região Sul. A primeira coluna mostra a cidade onde a usina foi simulada, a segunda coluna mostra a quantidade de energia elétrica produzida, a terceira coluna mostra o número de horas que a usina operou produzindo energia, a quarta coluna mostra o fator de carga do sistema fotovoltaico, e por último, a quinta coluna mostra a máxima potência de geração obtida.

A Tabela 35 mostra que a maior produção de energia ocorre na cidade de Jaguarão - RS com 1.601.505 kWh/ano, a menor produção de energia ocorre na cidade de Mafra - SC, com 1.443.308 kWh/ano, e a média de produção de energia da Região Sul foi de 1.546.727 kWh/ano.

Tabela 35- Desempenho estimado do sistema fotovoltaico na Região Sul

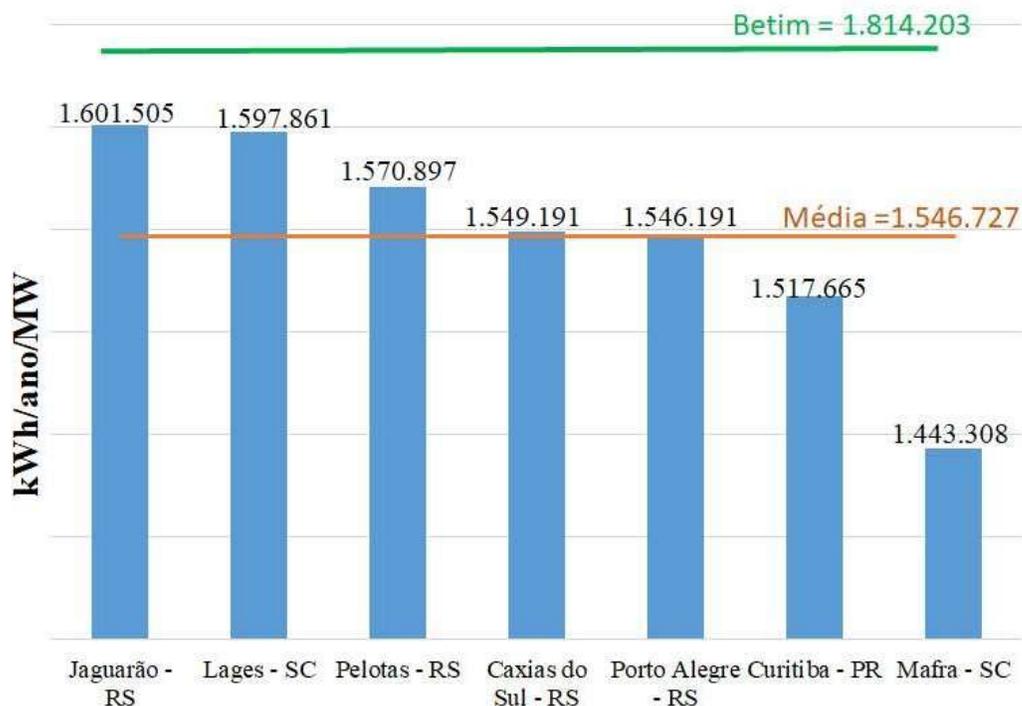
Cidade/Indicadores	Energia produzida (kWh/ano)	Tempo de Operação (h)	Fator de carga (%)	Geração Máxima (kW)
Curitiba - PR	1.517.665	4.403	16,4	1.024
Mafra - SC	1.443.308	3.554	15,6	1.026
Lages - SC	1.597.861	4.396	17,30	1.039
Caxias do Sul - RS	1.549.191	4.397	16,8	1.035
Porto Alegre - RS	1.546.662	4.390	16,8	1.024
Pelotas - RS	1.570.897	4.392	16,9	1.043
Jaguarão - RS	1.601.505	4.404	17,4	1.044
Média	1.546.727	4.276	16,74	1.033

De acordo com a Tabela 35, o tempo médio de operação do sistema fotovoltaico foi de 4.276 horas/ano; o menor tempo de operação ocorre na cidade de Mafra - SC, com 3.554 horas/ano e o maior tempo de operação foi de 4.404 horas/ano na cidade de Jaguarão - RS. Além disso, o fator de carga ficou na faixa de 15,60% e 17,40%, em Mafra - SC e Jaguarão - RS, respectivamente; o fator de carga médio é de 16,74%; já a potência máxima foi de 1.044 kW, na cidade de Jaguarão - RS.

A Figura 66 mostra o *Ranking* da geração de energia em ordem decrescente dos valores obtidos em kWh/ano para as localidades da Região Sul. Assim, é possível facilmente responder

a segunda questão da pesquisa, que indaga sobre a quantidade de energia que é possível produzir, nas cidades da Região Sul ao longo da BR-116.

Figura 66 - Ranking da geração de energia na Região Sul



A Figura 66 também permite ver que em nenhuma das cidades da Região Sul, a produção de energia pela usina de referência superou a produção obtida na cidade de Betim-MG e que a média de produção de energia na Região Sul é da ordem 1.546.727 kWh/ano.

4.4.2 Produção hidrogênio na Região Sul

A Tabela 36 mostra a performance do eletrolisador da usina de referência nas sete cidades da Região Sul. A primeira coluna mostra a cidade onde a usina foi simulada, a segunda coluna mostra a quantidade de hidrogênio produzido, a terceira coluna mostra o número de horas que o eletrolisador operou produzindo hidrogênio, e a quarta coluna mostra o fator de capacidade do eletrolisador em cada localidade. A maior produção de hidrogênio ocorre na cidade de Pelotas - RS, com 24.948 kg/ano, e a menor produção de energia na cidade de Mafra - SC, com 21.962 kg/ano, e a média de produção de energia na Região Sul é de 23.672 kg/ano.

Também é possível verificar na Tabela 36, que o tempo médio de operação do eletrolisador foi de 3.370 horas/ano, que o menor tempo de operação do eletrolisador ocorre na cidade de Jaguarão - RS, com 3.292 horas/ano e maior tempo de operação foi de 3.439 hora/ano e ocorre na cidade de Lages - SC. Além disso, é possível ver que o fator de capacidade ficou na

faixa de 20,88 em Mafra-SC a 23,10%, em Lages – SC e Jaguarão – RS; e que o fator de capacidade médio é de 21,99%.

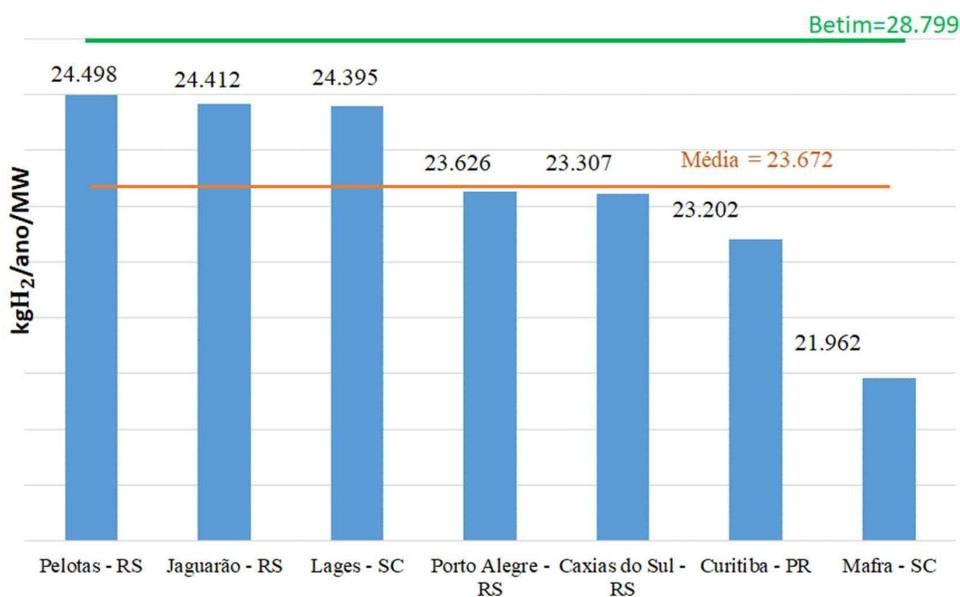
Tabela 36– Desempenho estimado do eletrolisador na Região Sul

Cidade/Indicadores	Produção de Hidrogênio (kg)	Operação do Eletrolisador (h)	Fator de Capacidade (%)
Curitiba - PR	23.202	3.375	21,30
Mafra - SC	21.962	3.292	20,80
Lages - SC	24.395	3.439	23,10
Caxias do Sul - RS	23.607	3.378	22,30
Porto Alegre - RS	23.626	3.370	22,30
Pelotas - RS	24.498	3.319	21,00
Jaguarão - RS	24.412	3.414	23,10
MÉDIA	23.672	3.370	21,99

4.4.3 Ranking da produção de hidrogênio na Região Sul

A Figura 67 mostra o *Ranking* da geração de energia em ordem decrescente dos valores obtidos kgH₂/ano. Assim, é possível facilmente responder a terceira questão da pesquisa, que indaga sobre a quantidade de hidrogênio que é possível produzir, nas cidades da Região Sudeste ao longo da BR-116.

Figura 67 - Ranking da produção de hidrogênio na Região Sul



A Figura 67 também permite ver que a usina de referência produziu menos hidrogênio nas cidades da Região Sul, do que produziu em Betim-MG.

4.4.4 Aspectos econômicos da produção de hidrogênio na Região Sul

A Tabela 36 mostra os resultados econômicos das simulações na Região Sul. A primeira coluna mostra cada uma das localidades, a segunda mostra o custo nivelado da energia elétrica produzida em US\$/MWh e a última coluna mostra o custo nivelado do hidrogênio produzido em US\$/kgH₂.

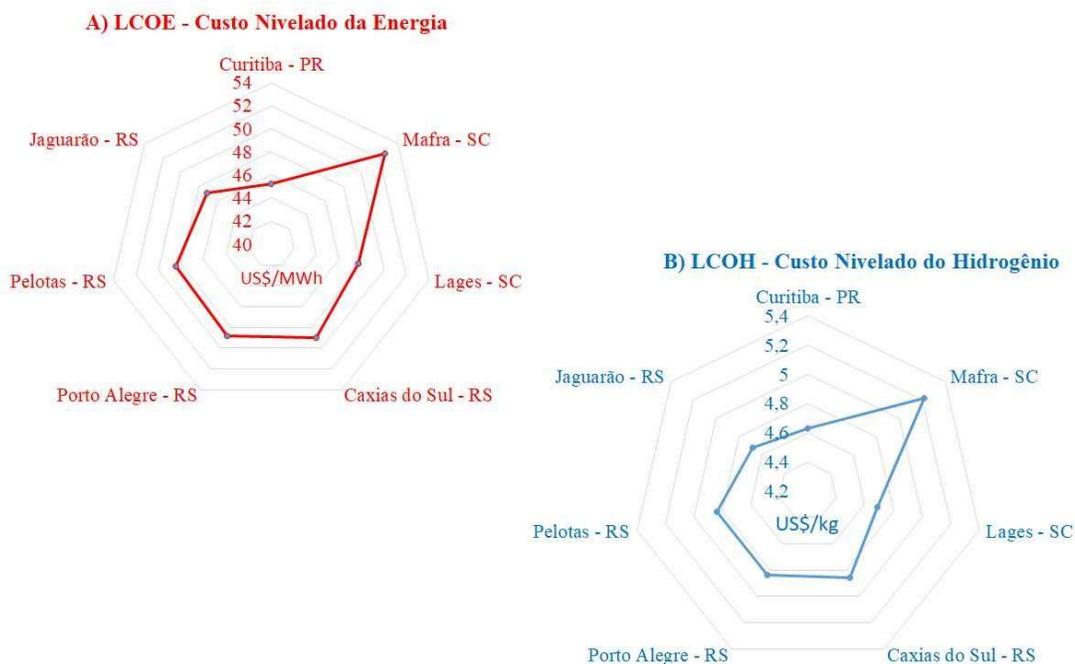
Tabela 37- Resultados econômicos estimados para a Região Sul

Cidade/Indicadores	LCOE (US\$/MWh)	LCOH US\$/kgH ₂
Curitiba - PR	45,20	4,63
Mafra - SC	52,60	5,22
Lages - SC	47,70	4,69
Caxias do Sul - RS	49,00	4,86
Porto Alegre - RS	48,80	4,84
Pelotas - RS	48,50	4,84
Jaguarão - RS	47,10	4,68
Média	48,41	4,82

Na Tabela 37, vê-se que o capital necessário para implantar a usina de hidrogênio é de 1.290,00 US\$/kW, e que o menor custo nivelado da energia é de 45,20 US\$/MWh, obtido em Curitiba - PR, e o maior é de 49,00 US\$/MWh, obtido em Caxias do Sul-RS, e a média dos custos nivelados da energia, a Região Sul é de 48,41 US\$/MWh. Já o menor custo nivelado do hidrogênio é de 4,63 US\$/kg, obtido em Curitiba - PR, e o maior é de 5,22 US\$/kg obtido em Mafra - SC, e a média é de 4,82 US\$/MWh.

A Figura 68A mostra a representação gráfica do LCOE - Custo Nivelado da Energia e a Figura 68B, mostra o LCOH – Custo Nivelado do Hidrogênio estimados para a Região Sul, onde o leitor poderá comparar os valores obtidos em cada uma das localidades.

Figura 68 - LCOE e LCOH na Região Sul



4.5 Análise dos resultados das simulações

Esta seção apresenta as análises dos resultados ao longo de toda a BR-116, juntando e comparando os resultados obtidos em todas as localidades.

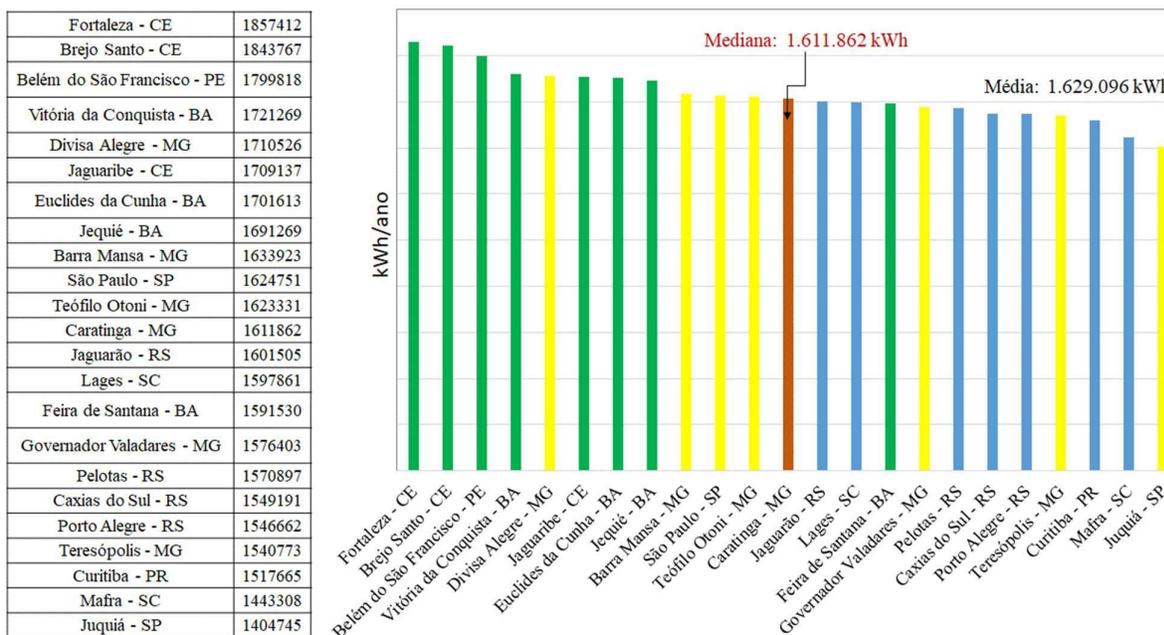
4.5.1 Produção de energia fotovoltaica ao longo da BR-116

A Figura 69 mostra o *Ranking* de produção de energia ao longo de toda a BR-116. O gráfico de barras mostra a posição relativa na ordem decrescente, das vinte e três cidades avaliadas, e na tabela ao lado esquerdo da figura, é possível ver a quantidade de energia obtida nas simulações.

No gráfico, as cidades da Região Nordeste estão representadas pela barra de cor verde, as cidades da Região Sudeste estão representadas pela cor amarela e as cidades da Região Sul pela cor azul.

Na Figura 69 é possível ver que Fortaleza - CE ocupa a primeira posição do *Ranking* de produção de energia elétrica, seguida por Brejo Santo - CE na segunda posição e Belém do São Francisco - PE na terceira posição, e que Juquiá - SP ocupa a vigésima terceira e última posição do *Ranking*.

Figura 69 - Ranking de produção de energia ao longo da BR-116



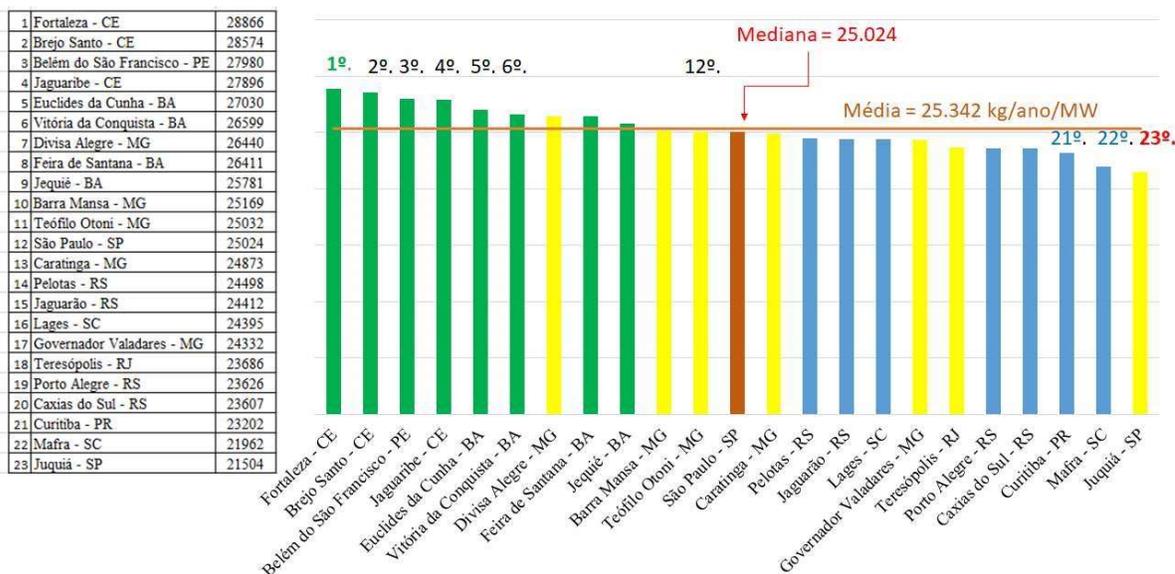
Também é possível ver na Figura 69, que sete das dez primeiras posições são ocupadas por cidades da Região Nordeste, que a média de produção de energia das vinte e três localidades é de 1.629.096 kWh/ano por MW de potência instalada, que a mediana está em Caratinga - MG, na Região Sudeste, com 1.611.862 kWh/ano por MW de potência instalada.

4.5.2 Produção hidrogênio ao longo da BR-116

A Figura 70 mostra o *Ranking* de produção de hidrogênio ao longo de toda BR-116. O gráfico de barras mostra a posição relativa na ordem decrescente das vinte e três cidades avaliadas; e na Tabela à esquerda da Figura é mostrada a quantidade de hidrogênio obtido nas simulações.

No gráfico, as cidades da Região Nordeste estão representadas pela barra de cor verde, as cidades da Região Sudeste estão representadas pela cor amarela e as cidades da Região Sul pela cor azul. É fácil observar que Fortaleza - CE ocupa a primeira posição do *Ranking* de produção de hidrogênio, seguida por Brejo Santo - CE, na segunda posição e Belém do São Francisco na terceira posição; Juquiá - SP ocupa a vigésima terceira e última posição do *Ranking*.

Figura 70 - Ranking da Produção de Hidrogênio ao longo da BR-116



Também é possível ver na Figura 70, que as oito cidades da Região Nordeste estão entre as dez primeiras posições do *Ranking* de produção de hidrogênio, e que Divisa Alegre – MG ocupa sétima posição do *Ranking*, sendo a melhor colocada da Região Sudeste. Além disso, é fácil ver que a melhor colocada da Região Sul, é Pelotas, e ocupa a décima quarta posição do *Ranking*.

A média de produção de hidrogênio das vinte e três localidades é de 25.342 kgH₂/ano, por MW de potência instalada, e que a mediana está na cidade de São Paulo - SP, na Região Sudeste, com 25.024 kgH₂/ano por MW de potência instalada.

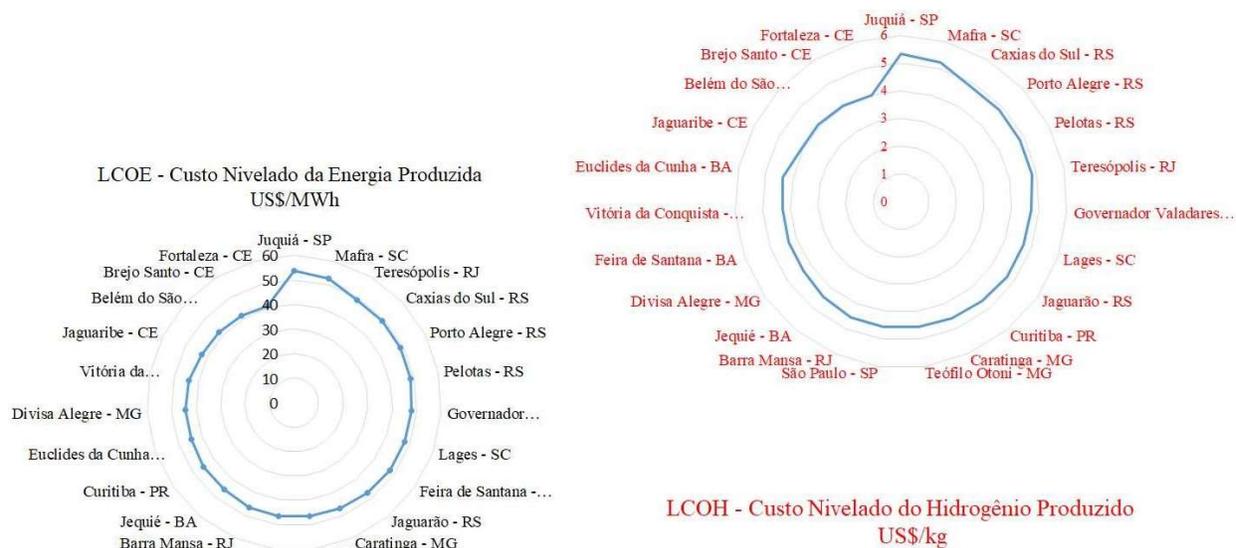
4.5.3 Aspectos econômicos da produção de hidrogênio ao longo da BR-116

A Figura 71A mostra o LCOE - Custo Nivelado da Energia em US\$/kWh e a 71B mostra o LCOH - Custo Nivelado do Hidrogênio em US\$/kg de hidrogênio, para todas as localidades ao longo da rodovia BR-116.

Analisando o comportamento da curva movendo-se no sentido anti-horário, é possível notar que tanto o LCOE quanto o LCOH crescem no sentido de Nordeste para Sul.

Em relação aos custos nivelados de produção, pode-se concluir que o LCOE varia na faixa de 40 a 50 US\$/MWh, e que LCOH varia na faixa de 4,0 a 5,0 US\$/kg de hidrogênio.

Figura 71 - LCOE e LCOH ao longo da BR-116



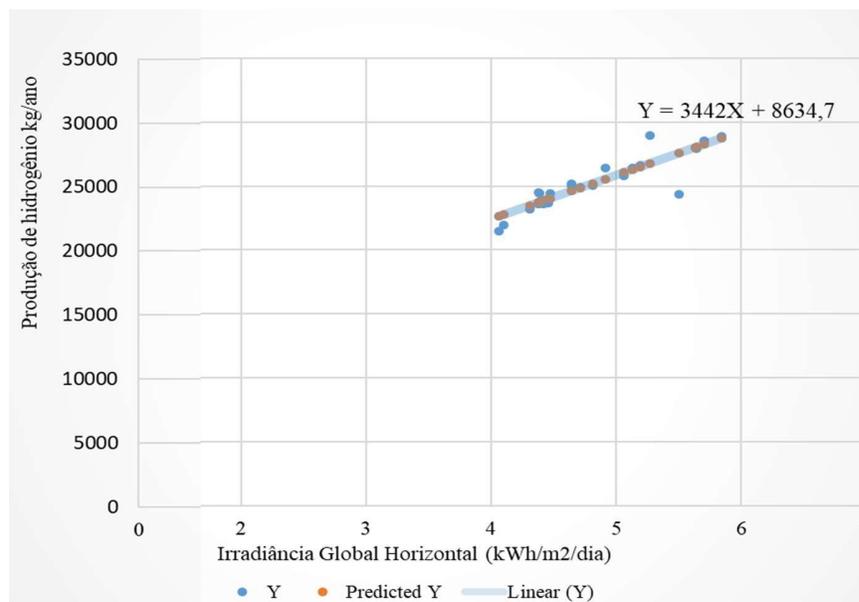
4.6 Análise de sensibilidade

Nesta seção é feita a análises de sensibilidades a algumas variáveis sensíveis e determina algumas equações lineares de algumas variáveis por regressão linear, conforme previsto no escopo deste trabalho.

4.6.1 Sensibilidade da produção de hidrogênio à irradiância

A Figura 72 mostra o gráfico da produção de hidrogênio em função da irradiância global horizontal média e a equação obtida por Regressão Linear Simples para a produção anual de hidrogênio em kg/ano em função da irradiância global horizontal média existente em cada uma das vinte e três localidades ao longo da BR-116. Na Figura 72 os pontos azuis são os valores obtidos nas simulações realizadas pelo HOMER PRO e os pontos na cor laranja, representam os valores estimados pela equação obtida por regressão linear simples.

Figura 72 - Regressão linear da produção de hidrogênio x Irradiância Global Horizontal média



O gráfico da Figura 72 mostra que a quantidade de hidrogênio possível de ser produzida é sensível a irradiância global horizontal existente na localidade onde a usina foi avaliada, e que a quantidade de hidrogênio (Y) varia com irradiância X, de forma linear e conforme Equação (81), com grau de confiança de 95%. Dessa forma, dessa forma é possível estimar a quantidade de hidrogênio possível de se produzir em qualquer localidade do Brasil, conhecendo-se a irradiância global média do local que a usina de hidrogênio está sendo avaliada, que é dada pela Equação (81).

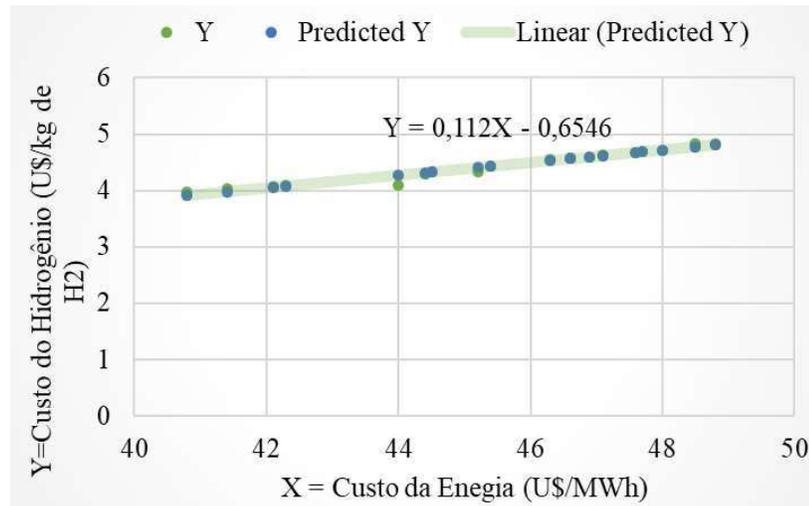
$$Y = 3442X + 8634,7 \quad (81)$$

Onde Y é dado em kgH₂/ano e X é a irradiância global horizontal do local, dado em kW/m²/ano.

4.6.2 Sensibilidade do custo do hidrogênio ao custo da energia

A Figura 73 mostra um gráfico obtido por Regressão Linear dos resultados das simulações dos custos LCOE e LCOH para as vinte e três localidades ao longo da BR-116.

Figura 73 - Curva do LCOE x LCOH



O gráfico da Figura 73 mostra como era de se esperar, que o custo de produção do hidrogênio é sensível ao custo da energia utilizada para produzi-lo, e que esse custo varia de forma linear, conforme a Equação (82), com grau de confiança de 95%. Assim, é possível prever, a que custo em US\$/kg é possível produzir hidrogênio no Brasil, conhecendo-se o custo da energia elétrica do local da usina de hidrogênio.

$$Y = 0,112X - 0,6546 \quad (82)$$

Onde,

Y é o custo nivelado do hidrogênio produzido em US\$/kg e X é custo da energia elétrica utilizada na produção do hidrogênio.

Então, foram feitas simulações do custo do hidrogênio em função do custo da energia elétrica usando a Equação (82), com custos de energia variando de 10,0 US\$/MWh a 100,00 US\$/MWh. As análises mostraram que, com as premissas adotadas nesse trabalho:

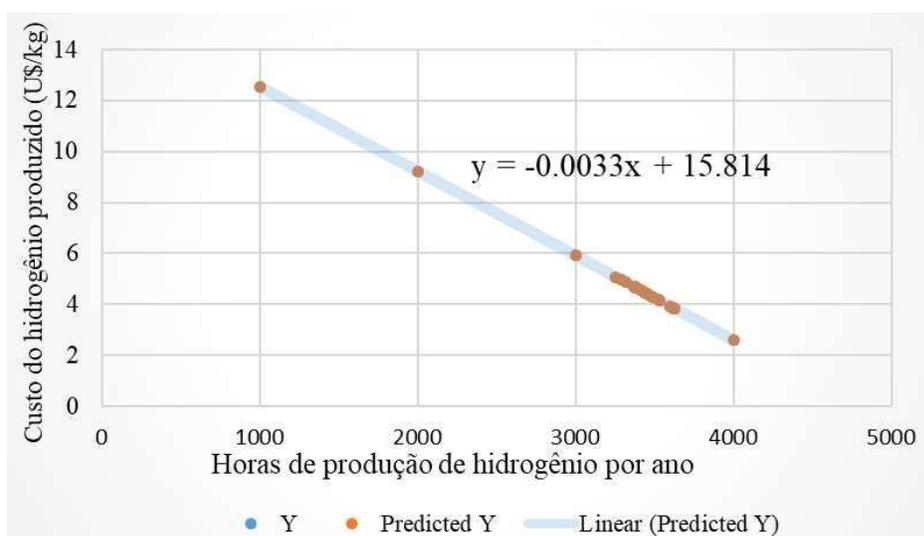
- só é possível produzir hidrogênio ao custo da ordem de 1,0 US\$/kgH₂, com o custo da energia inferior a 15,00 US\$/MWh;
- custo de produção de hidrogênio na faixa de 1,0 a 2,0 US\$/kgH₂, só é possível, com custos da energia na faixa de 15,00 a 25,00 US\$/kWh;
- custo de produção de hidrogênio na faixa de 2,0 a 3,0 US\$/kgH₂, é possível de ser obtido com custo de energia na faixa de 25,00 a 35,00 US\$/kWh;
- se, o custo de energia é igual a 40,00 US\$/kWh, os custos de produção de hidrogênio ficam da faixa de 4,0 a 5,0 US\$/kg;

d) se, o custo de energia é superior a 40,00 US\$/kWh, os custos de produção de hidrogênio são da ordem de 5,0 US\$/kg, e pode não ser competitivo.

4.6.3 Sensibilidade do custo do hidrogênio ao tempo de operação do eletrolisador

A Figura 74 mostra um gráfico do custo nivelado de produção de hidrogênio versus o tempo de operação do eletrolisador e uma equação obtida por Regressão Linear dos resultados das simulações dos custos LCOH versus o tempo de operação do eletrolisador, obtidos com os dados de tempo de operação das vinte e três localidades ao longo da BR-116.

Figura 74 – LCOH x Horas de produção de hidrogênio



O gráfico da Figura 74, mostra, como era de se esperar, que o custo de produção do hidrogênio é sensível ao tempo de operação do eletrolisador produzindo hidrogênio, e que esse custo varia de forma linear, conforme a Equação (83), com grau de confiança de 95%. Assim, é possível prever, a que custo, é possível produzir hidrogênio no Brasil, conhecendo-se o tempo que o eletrolisador opera produzindo hidrogênio em horas por ano, para todas as demais premissas adotadas neste trabalho.

$$Y = -0,0033X + 15814 \quad (83)$$

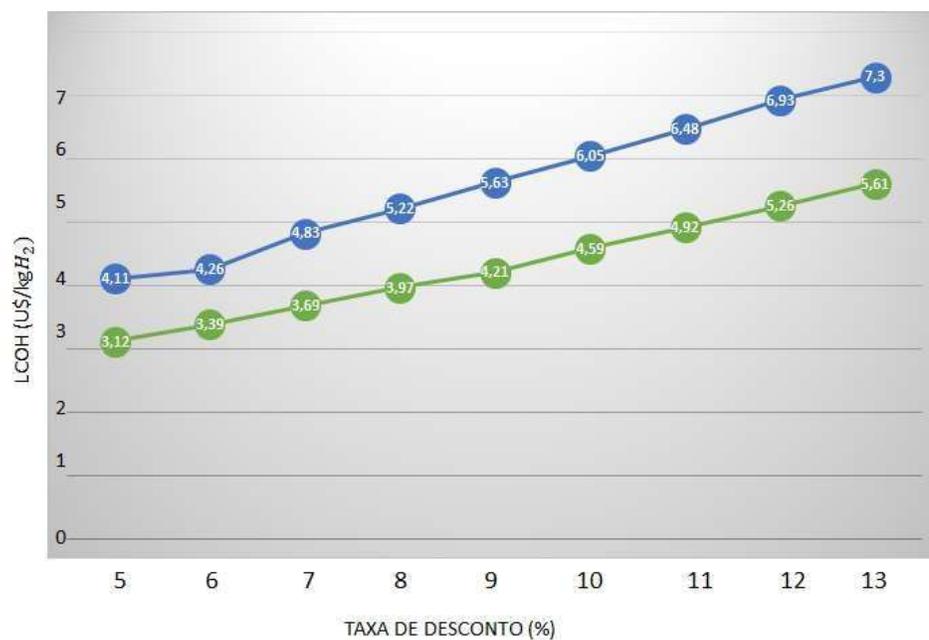
Onde,

Y é o custo nivelado da produção de hidrogênio em US\$/kg e X é quantidade de horas por ano de operação de operação do eletrolisador.

4.6.4 Sensibilidade do custo do hidrogênio à taxa de desconto

A Figura 75 mostra o comportamento do LCOH - Custo Nivelado do Hidrogênio em relação à taxa de desconto, em que as curvas azul e verde, mostram os maiores e menores custos obtidos para as cidades de Mafra - SC e Fortaleza - CE, respectivamente. O menor custo possível a uma taxa de desconto de 5,0% é da ordem de 3,12 US\$/kg de hidrogênio, nas proximidades de Fortaleza – CE. Já o maior custo é da ordem de 7,3 US\$/kg nas proximidades de Mafra - SC.

Figura 75 - Custo Nivelado do Hidrogênio x Taxa de desconto



5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES FINAIS

Por meio deste trabalho é possível obter várias conclusões e responder a todas as questões da pesquisa, destacando:

- 1) O hidrogênio, quando produzido por eletrólise da água e energia fotovoltaica é um combustível limpo e renovável. O processo de produção utiliza somente água e irradiação solar. O uso associado com célula combustível para alimentação de veículos produz somente eletricidade e vapor de água, que se evapora, se condensa e retorna à Terra na forma de água, sem emissão de poluentes e gases de efeito estufa.
- 2) O custo de produção de hidrogênio no Brasil ainda é superior a 4,0 US\$/kg de hidrogênio, quando são consideradas as premissas propostas pela IEA e as restrições proposta neste trabalho.
- 3) Nesta tese foram apresentados os princípios básicos de conversão da irradiação solar em energia fotovoltaica, as condições ambientais de irradiação e temperatura presentes ao longo de vinte e três cidades da BR-116 e foi simulado o potencial de produção de energia fotovoltaica de 23 localidades, concluindo que para as premissas e restrições adotadas neste trabalho, é possível produzir no máximo 1.857.412 kWh/ano/MW e no mínimo 1.443.308 kWh/ano/MW, em Fortaleza – CE e Mafra – SC, respectivamente. Nas Tabelas 29, 32, 35 foram apresentados os potenciais de produção de energia fotovoltaica de cada uma das localidades e respondendo assim à questão da pesquisa, que indaga sobre a quantidade de energia em MWh que é possível produzir por MW de potência instalada. Nas Figuras 60, 63, 68 foram mostrados os *Rankings* da produção de energia fotovoltaica de cada uma das regiões servidas pela BR-116, concluindo que para as premissas e restrições deste trabalho é possível produzir no máximo 1.857.412 kWh/ano/kW na Região Nordeste, 1.710.526 kWh/ano/kW na Região Sudeste e 1.601.505 kWh/ano/kW na Região Sul, que evidenciam a forte liderança da Região Nordeste do Brasil nas projeções de produção de energia fotovoltaica.
- 4) Também foram apresentados nesta tese os princípios básicos de conversão de eletricidade em hidrogênio por meio do processo de eletrólise da água, e foi simulado o potencial de produção de hidrogênio ao longo de vinte e três localidades na BR-116 concluindo que, com as premissas e as restrições adotadas neste trabalho, é possível produzir no máximo 28.866 kg/ano/MW e no mínimo 21.962 kg/ano/MW, em Fortaleza – CE e em Mafra – SC, respectivamente.

Os dados apresentados nas Tabelas 30, 33 e 36, respondem à questão da pesquisa, que indaga sobre a quantidade de hidrogênio que é possível de se produzir por MW de potência instalada, em cada uma das localidades por região.

Nas Figuras 61, 64, 67 foram mostrados os *Rankings* da produção hidrogênio de cada uma das regiões servidas pela BR-116, concluído que para as premissas e restrições deste trabalho, é possível produzir no máximo 28.866 kg/ano/kW na Região Nordeste, 24.440 kg/ ano/kW na Região Sudeste e 24.498 kg/ano/kW na Região Sul, que evidenciam a liderança da Região Nordeste do Brasil nas projeções de produção de hidrogênio fotovoltaico.

- 5) Foram estimados os custos nivelados da energia (LCOE) e do hidrogênio (LCOH) ao longo de vinte e três localidades da BR-116, que permitiram concluir que é possível produzir energia ao custo LCOE próximo de 40 US\$/MWh, e hidrogênio ao custo LCOH na faixa de 4,0 a 5,0 US\$/kg, quando se considerou o capital necessário de 900 US\$/kW para o sistema fotovoltaico e de 450 US\$/kW para o sistema de eletrólise, a uma taxa de desconto e inflação de 8,0% aa e 3,0% aa, respectivamente. Estes custos estão mostrados nas Tabelas 31, 34 e 37, e nas Figuras 62, 65 e 68. Assim, respondem às questões da pesquisa que indagam sobre o custo da energia e do hidrogênio produzido em cada uma das localidades.
- 6) Nesta tese também foram feitas análises de sensibilidade do Custo Nivelado do Hidrogênio à taxa de desconto variando de 5,0% a 13% ao ano, mantendo as demais premissas iniciais; a conclusão foi que o menor LCOH possível no Brasil é de 3,12 US\$/kg obtido para taxa de desconto de 5%, obtido para a localidade de Fortaleza - CE, conforme foi apresentado na Figura 75.
- 7) Na análise de sensibilidade, o autor desta tese também analisou o comportamento do custo do hidrogênio e da energia produzidos ao longo da BR-116, e identificou que existe uma correlação linear em eles, e por regressão linear deduziu a função linear $Y = 0,112X - 0,6546$, com grau de confiança de 95%. Assim, conhecendo o custo da energia (X) da localidade, é possível prever o custo do hidrogênio (Y) da mesma. Esta análise possibilitou concluir que:
 - só é possível produzir hidrogênio ao custo da ordem de 1,0 US\$/kgH₂, com o custo da energia inferior a 15,00 US\$/MWh;
 - custo de produção de hidrogênio na faixa de 1,0 a 2,0 US\$/kgH₂ só é possível com custos da energia na faixa de 15,00 a 25,00 US\$/MWh;
 - custo de produção de hidrogênio na faixa de 2,0 a 3,0 US\$/kgH₂ é possível de

- ser obtido com custo de energia na faixa de 25,00 a 35,00 US\$/MWh;
- se o custo de energia é igual a 40,00 US\$/kWh, os custos de produção de hidrogênio ficam da faixa de 4,0 a 5,0 US\$/kg.
 - se o custo de energia é superior a 40,00 US\$/MWh, os custos de produção de hidrogênio ficam acima de 5,0 US\$/kg, e pode não ser competitivo.
- 8) A ferramenta computacional HOMER PRO foi utilizada para otimizar uma usina de eletrólise da água equipada com um sistema fotovoltaico de 1,0 MW conectado diretamente ao eletrolisador e para simular a produção de hidrogênio para as condições ambientais de irradiação solar e temperatura nas proximidades da Refinaria Gabriel Passos, em Betim - MG. Da otimização, resultou que a melhor configuração é uma usina equipada com um sistema fotovoltaico de 1.053 kW, diretamente conectado a um eletrolisador de 690 kW de saída. Das simulações, foi possível concluir que o uso de banco de baterias onera a produção de hidrogênio e que a melhor configuração é aquela que considera uma usina de eletrólise sem banco de baterias. Nesta condição, a usina é capaz de produzir hidrogênio somente durante o dia, e isso resulta em uma usina com fator de capacidade máxima de 27,30 %, que ocorre na cidade de Fortaleza - CE, com médias de 25,41% na Região Nordeste, 23,20% na Região Sudeste e 21,9% na Região Sul.
- 9) Também foi possível concluir que o HOMER PRO, uma ferramenta computacional desenvolvida no Laboratório Nacional de Energia Renovável dos Estados Unidos, mostrou-se, neste trabalho, adequada para otimizar uma usina de hidrogênio e simular e avaliar a produção de energia, a produção de hidrogênio e os seus respectivos custos de produção, pois contém em seu código a modelagem de matemática descrita em grande parte deste trabalho, tem interface em tempo real com o banco de dados de recursos energéticos renováveis da NASA, é muito interativo e amigável. Por isso, é possível concluir que a aplicação do programa HOMER PRO foi essencial para a realização desse trabalho e, portanto, trata-se de uma ferramenta poderosa para desenvolvimento de projetos, simulações e avaliações de sistemas de hidrogênio a partir de recursos energéticos renováveis, tanto do ponto de vista técnico quanto econômico.
- 10) Ao final do trabalho, é possível concluir que a Região Nordeste tem forte vocação para a produção de hidrogênio, com produção média de 27.637 kg de hidrogênio/ano/MW de potência instalada, com custo LCOH médio de 4,17 US\$/kg, nas condições de contorno deste trabalho.

5.1 Sugestões de trabalhos futuros

Os resultados desta pesquisa sobre hidrogênio fotovoltaico, conforme relatado nesta tese, mostram que a produção de hidrogênio em usinas alimentadas por energia fotovoltaica do tipo estudada nesse trabalho, apresenta problemas de baixo fator de carga e baixo fator de capacidade, que precisam ser resolvidos. Assim, esse trabalho identificou algumas oportunidades que podem resolver estes dois problemas, e ficam indicadas como recomendações de trabalhos futuros:

- Otimizar, simular e avaliar usinas distribuídas de hidrogênio híbridas alimentadas a partir de energia fotovoltaica e eólica para avaliar a melhoria do fator de carga e de utilização e os seus impactos na escala e nos custos de produção da energia e do hidrogênio, ao longo da BR-116.
- Otimizar, simular e avaliar usinas centralizadas e híbridas de hidrogênio alimentadas a partir de energia fotovoltaica e eólica nas cinco primeiras posições do Ranking de produção de hidrogênio.
- Otimizar, simular e avaliar usinas centralizadas e híbridas de hidrogênio alimentadas a partir de energia fotovoltaica e eólica nas cinco primeiras posições do Ranking de produção de hidrogênio obtido neste trabalho.
- Avaliar o efeito da degradação de painéis fotovoltaicos nas condições ambientais e seus efeitos sobre a escala de produção e sobre os custos LCOE e LCOH nas localidades ao longo da BR-116.
- Otimizar, simular e avaliar usinas híbridas de hidrogênio alimentadas a partir de energia fotovoltaica, eólica e conectadas ao SIN - Sistema Elétrico Nacional, ao longo da BR-116 com objetivo de identificar oportunidades do ponto de vista regulatório do setor elétrico para baixar o custo Brasil, na produção de hidrogênio.
- Estudar os efeitos da operação intermitente sobre os componentes dos eletrolisadores de usinas de hidrogênio verde fotovoltaicas.

5.2 Publicações decorrentes do trabalho

Esta tese de doutorado gerou 7 publicações, sendo duas em revista internacional de Qualis A1 na área Engenharias II, duas em congressos internacionais e três em congressos nacionais. Além disso, gerou uma apresentação em um congresso internacional, sem publicação:

FRANCISCO EDVAN BEZERRA FEITOSA e ANTONELLA LOMBARDI COSTA. **Multiple Criteria Evaluation of Hydrogen Production Processes for Use in Automotive Sector.** INTERNATIONAL JOURNAL OF HYDROGEN ENERGY, Vol. 49, Part C, 2024, pp 843-861. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.09.232>.

FRANCISCO EDVAN BEZERRA FEITOSA e ANTONELLA LOMBARDI COSTA. **Application of a multicriteria methodology for evaluation of energy alternatives for hydrogen production for the automotive sector – Case study.** INTERNATIONAL JOURNAL OF HYDROGEN ENERGY, Vol. 46 (Issue 40), 2021, pp. 20799-20814 <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.03.209>

Francisco E. B. Feitosa, Antonella L. Costa. **Simulation and Evaluation of a Large Scale Electrolysis Plant - A Case Study in a Brazilian Port.** 4th Latin American Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environmental Systems. January 14-17, 2024 - Vina del Mar – Chile.

Francisco E. B. Feitosa, Antonella L. Costa. **Evaluation of Photovoltaic Hydrogen Production Potential Along Highways Connecting the North and Northeast Regions of Brazil.** 4th Latin American Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environmental Systems. January 14-17, 2024 - Vina del Mar – Chile.

Francisco E. B. Feitosa, Antonella L. Costa. **EVALUATION OF HYDROGEN PRODUCTION PROCESSES FOR USE IN AUTOMOTIVE SECTOR.** WHEC2022 – World Hydrogen Energy Conference. 26-30 June 2022 – Istambul – Turquia.

Francisco E. B. Feitosa, Antonella L. Costa. **GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA FOTOVOLTAICA - ESTUDO DE CASO.** VI SENCIR – Anais da Semana Nacional de Engenharia Nuclear e da Energia e Ciências das Radiações. Publicado em 03/01/2023 - ISBN: 978-85-5722-483-4. DOI: 10.29327/VI_SENCIR. Belo Horizonte – MG.

Francisco E. B. Feitosa, Gustavo Nikolaus Pinto de Moura, Antonella L. Costa. **AVALIAÇÃO DE UMA PLANTA DE HIDROGÊNIO DE 1,0 MW NAS CONDIÇÕES AMBIENTAIS DO BRASIL**. VI SENCIR - Anais da Semana Nacional de Engenharia Nuclear e da Energia e Ciências das Radiações. Publicado em 03/01/2023 - ISBN: 978-85-5722-483-4. DOI: 10.29327/VI_SENCIR. Belo Horizonte – MG.

Francisco E. B. Feitosa, Antonella L. Costa. **PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO EM LARGA ESCALA A PARTIR DA ELETRÓLISE DA ÁGUA: AVALIAÇÃO TECNOLÓGICA E ENERGÉTICA**. IV SENCIR - Anais da Semana Nacional de Engenharia Nuclear e da Energia e Ciências das Radiações. - ISBN: 978-85-5722-483-4. Belo Horizonte – MG. https://sencir.nuclear.ufmg.br/wp-content/uploads/2022/04/ANAIS_IV_SENCIR_2018_VERSAO_1.pdf.

REFERÊNCIAS

- [1] - NAÇÕES UNIDAS. **Homepage oficial das Nações Unidas.** Disponível em: <https://www.un.org/en/global-issues/population>. Acesso em: 01 Mar,2023.
- [2] - MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA DO BRASIL [MME]. Empresa de Pesquisa Energética/EPE. **PNE-2050 Plano Nacional de Energia 2050: Final Report.** Brasília: MME/EPE, 2020. Disponível em <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/Relatorio%20Final%20do%20PNE%202050.pdf>. Acesso em: 21 Jun,2023.
- [3] INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY [IRENA]. **Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 15°C Climate goal.** ISBN: 978-92-9260-295-6. Abu Dhabi. Emirados Árabes Unidos, 2020. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf. Acesso em: 01 Jun,2023.
- [4] UNITED STATES DEPARTMENT OF ENERGY [DOE]. Office of Fossil Energy of the United States of Energy. **Hydrogen Strategy - Enabling A Low Carbon Economy.** Washington, DC, 20582. United States of America, 2020. Disponível em https://www.energy.gov/sites/prod/files/2020/07/f76/USDOE_FE_Hydrogen_Strategy_July2020.pdf. Acesso em: 02 Jun,2023.
- [5] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY [IEA]. **The future of hydrogen, Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20.** Japan, June, 2019. Disponível em https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf. Acesso em: 01 Jun,2023.
- [6] Woodrow W. Clark II. **The green hydrogen paradigm shift: Energy generation for stations to vehicles.** <https://doi.org/10.1016/j.jup.2007.11.010>. Artigo publicado no Journal Utilities Policies e disponível em www.sciencedirect.com. June 2008, Pages 117-1292008. Acesso em: 01 Jun,2023.

[7] UNITED STATES DEPARTMENT OF ENERGY [DOE]. **Toward a More Secure and Cleaner Energy Future for America. National Hydrogen Energy Roadmap.** Base de dados do United States Department of energy. Washington. April, 2002. https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/national_h2_roadmap.pdf. Acesso em: 01 jun,2023.

[8] California Energy Commission [CEC]. **Joint Agency Staff Report on Assembly Bill 8: 2017, Annual Assessment of time and costs needed to attain 100 Hydrogen Refueling Station in California.** United State of America. December,2017. Disponível em: <https://ww2.energy.ca.gov/2018publications/CEC-600-2018-008/CEC-600-2018-008.pdf>. Acesso em:19 Abr,2023.

[9] California Energy Commission [CEC]. **Annual Evaluation of Fuel Cell Electric Vehicle deployment & Hydrogen Fuel Station Network Development.** Unites States of America, 2018. Disponível em https://ww2.arb.ca.gov/sites/default/files/2018-12/ab8_report_2018_print.pdf. Acesso em: 19 abr,2023.

[10] California Energy Commission [CEC]. **Joint Agency Staff Report on Assembly Bill 8: 2020 Annual Assessment of Time and Cost Needed to Attain 100 Hydrogen Refueling Stations in California.** Disponível em <https://afdc.energy.gov/files/u/publication/CEC-600-2020-008.pdf?738e010654>, Acesso em: 01 jun,2023.

[11] THE EUROPEAN CLEAN HYDROGEN ALLIANCE, **Reports of alliance roundtables on barriers and mitigation measures**, October, 2021, https://single-market-economy.ec.europa.eu/system/files/2021-11/ECH2A%20RTs%20reports%20on%20barriers%20and%20mitigation%20measures_FIN_AL.pdf. Acesso em: 01 jun,2023.

[12] XING, L, Yan and HINO, Ryutaro, **Nuclear Hydrogen Production Handbook**, Ohio: CRC Press Book, 2011, Available at <http://www.gammaexplorer.com/wp-content/uploads/2014/03/Nuclear-Hydrogen-Production-Handbook-2011.pdf>. Acesso em: 05 jan, 2023.

- [13] DOE - UNITED STATES DEPARTMENT OF ENERGY. **Hydrogen Strategy – A Low Carbon Economy**, https://www.energy.gov/sites/prod/files/2020/07/f76/USDOE_FE_Hydrogen_Strategy_July2020.pdf. Acesso em: 2 Jun, 2023.
- [14] Hosseinini S, E and Wahid M,A. **Hydrogen Production from Renewable and Sustainable Energy Resource: Promising Green Energy Carrier for Clean Development**, Journal Renewable and Sustainable Energy Reviews, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115014951>, Acesso em:15 Jun, 2023.
- [15] Murat Gokçek and Cihangir Kale, **Optimal designe of a Hydrogen Refuelling Station powered Hybrid Power System**, Published by Energy Conversion and Management Journal, Available at [https://doi.org/10.1016/j,enconman,2018,02,007](https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.02.007) and <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890418301031>, Acesso em: 01 jun, 2023.
- [16] L,G,Arriaga et all, **Direct coupling of a solar hydrogen system in Mexico**, International Journal of Hydrogen Energy, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2006.10.067> <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319906005258>. Acesso em: 01 mar, 2023.
- [17] Long Phan Van et all, **A comprehensive review of direct coupled photovoltaic-electrolyser system: Sizing techniques, operating strategies, research progress, current challenges, and future recommendations**, International Journal Hydrogen Energy, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.03.257>. Acesso em: 01 mar, 2023.
- [18] G, E, Ahmad and E, T El Shenawy, **Optimized photovoltaic system for hydrogen production**, Renewable Energy Journal, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2005.05.018>. Disponível em <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148105001527>. Acesso em: 01 mar, 2023.

[19]] - MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA DO BRASIL [MME]. Empresa de Pesquisa Energética/EPE. **Balanco Energético Nacional 2022 [BEN]**. <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2022>. Acesso em: 11 mar, 2023.

[20] Brasil. Banco Nacional do Desenvolvimento [BNDES]. **Homepage Oficial**. <https://hubdeprojetos.bndes.gov.br/pt/setores/Rodovias>. Acesso: 15 mar,2023.

[21] SOCIENTIFICA. **Homepage**. <https://socientifica.com.br/as-10-maiores-rodovias-do-brasil>. Acesso em:18 mar,2023.

[22] Brasil. MINISTÉRIO DOS TRANSPORTES. **Homepage Oficial**. <https://www.gov.br/transportes/pt-br/assuntos/transito/conteudo-Senatran/frota-de-veiculos-2022>, Acesso em:18 mar, 2023.

[23] Brasil. Banco Nacional do Desenvolvimento [BNDES]. **Homepage Oficial**. <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/imprensa/noticias/conteudo/bndes-lanca-programa-para-fomento-ao-hidrogenio-verde>. Acesso em:11 mar, 2023.

[24] Enio Bueno Pereira; Fernando Ramos Martins; André Rodrigues Gonçalves; Rodrigo Santos Costa; Francisco J, Lopes de Lima; Ricardo Lüther; Samuel Luna de Abreu; Gerson Máximo Tiepolo; Silvia Vitorino Pereira; Jefferson Gonçalves de Souza, **Atlas Solar Brasileiro**, 2.ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 88p, (e-BOOK) ISBN 978-85-17-00089-8, Disponível em https://cenariossolar.editorabrasilenergia.com.br/wp-content/uploads/sites/8/2020/11/Atlas_Brasileiro_Energia_Solar_2a_Edicao_compressed.pdf. Acesso em : 01 Jun,2023.

[25] Leite, Antônio Dias, **A energia do Brasil**, ISBN 85-209-0829-2, Editora Nova Fronteira, Rio de Janeiro, 1997.

[26] Goldemberg, José, **Energia, desenvolvimento e meio ambiente**, ISBN: 85-314-0452-5, Editora da Universidade de São Paulo, 1998, São Paulo, 1998.

[27] Brasil. SENADO FEDERAL DO BRASIL. **Protocolo de Kyoto**. Agência Senado, <https://www12.senado.leg.br/noticias/entenda-o-assunto/protocolo-de-kyoto>. Acesso em: 01 mai,2023.

[28] International Energy Agency [IEA]. **World Energy Outlook 2021**. Disponível em <https://iea.blob.core.windows.net/assets/830fe099-5530-48f2-a7c1-11f35d510983/WorldEnergyOutlook2022.pdf>. Acesso em: 17 mai,2023.

[29] Schmidheiny, Stephan. **Mudando de rumo: uma perspectiva empresarial global sobre desenvolvimento e meio ambiente**. Rio de Janeiro, Editora da Fundação Getúlio Vargas, 1992.

[30] CEPEL – CECRESB, Manual de Engenharia Fotovoltaica, E-book, Rio de Janeiro, 2014, <http://www.cresesb.cepel.br>, Acesso em: 17 maio,2023,

[31] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY [IEA], **Statistics report: Key World Energy Statistics 2021**. <https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2021>. Acesso em: 13 mai,2023.

[32] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA [EPE]. **Relatório final do Balanço Energético Nacional 2020 – Ano base 2019**, <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/balanco-energetico-nacional-2020-ano-base-2019>. Acesso em: 23 mai,2023.

[33] XING, L, Yan and HINO, Ryutaro, **Nuclear Hydrogen Production Handbook**, Ohio: CRC Press Book, 2011, Available at <http://www.gammaexplorer.com/wp-content/uploads/2014/03/Nuclear-Hydrogen-Production-Handbook-2011.pdf>. Acesso em: 05 jan,2023.

[34] SHREVE, R, NORRI, **Industria de processos químicos**. Editora Guanabara Koogan. Livro. 4ª. Edição. Rio de Janeiro,2008.

[35] VICENS, Gabriel, **Renewable hydrogen production, The role of solar Thermal Water Splitting**. Thesis for the degree of master of science. Und University, Sweden, 2009, ISRN LUTMDN/TMHP-12/5256-SE, ISSN 0282-1990, Available at <http://lup.lub.lu.se/luur/download?func=downloadFile&recordId=3054875&fileId=3054878>, Acesso em: 12 mar, 2019.

[36] ESTEVÃO, Tânia E, Rodrigues, **O hidrogênio como combustível**, Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2008, <https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/58102/1/000129289.pdf>. Acesso em: 12 mar, 2023.

[37] UNITED STATES DEPARTMENT OF ENERGY [DOE], Hydrogen Strategy – A Low Carbon Economy. https://www.energy.gov/sites/prod/files/2020/07/f76/USDOE_FE_Hydrogen_Strategy_July2020.pdf. Acesso em: 1 mar, 2023.

[38] S. Z. Abbas, V. Dupont, e T.Mahmud. **Kinetics Study and modelling of steam methane reforming process over a Ni/Al₂O₃ catalyst in an adiabatic packed bed reactor**. [International Journal of Hydrogen Energy | ScienceDirect.com by Elsevier](https://www.sciencedirect.com/journal/international-journal-of-hydrogen-energy). Acesso em: 1 mai,2023.

[39] A. Haryanto, S. Fernando, N. Murali, e S. Adhikari. **Current Status of Hydrogen Production Techniques by Steam Reforming of Ethanol: A Review**. <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/ef0500538>. Acesso em: 01 mar,2023.

[40] P, Khamhaeng and P, Kim-lohsoontorn. **Performance and cost analysis of hydrogen production from steam reforming and dehydrogenation of ethanol**. Publicado em IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 991, 012060. DOI 10.1088/1757-899X/991/1/012069. Disponível em <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1757-899X/991/1/012069>. Acesso em: 01 mar,2023.

[41] S. K. Sansaniwal, K. Pal, M. A. Rosen, S. K. Tyagi. **Recent advances in the development of a biomass gasification technology: A comprehensive review**. Publicado por Renewable and Sustainable Energy Journal. Volume 72. May, 2017. Pages 363-384. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117300394>. Acesso em: 01 mar,2023.

[42] Adnan Midilli et al., **A comprehensive review on hydrogen production from coal gasification: Challenges and opportunities**. International Journal of Hydrogen Energy. July 2021. Volume 46, Issue 50, 21 July 2021. Pages 25385-25412. Acesso em: 1 mar, 2023. DOI: [10.1016/j.ijhydene.2021.05.088](https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319921018425). Disponível em <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319921018425>. Acesso em: 1 mar, 2023.

[43] A. Molino, S. Chianese e D. Musmarra, **Biomass Gasification Technology: The State of the art overview**. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2095495615001102>, Acesso em: 1 mar, 2023.

[44] INSTITUTO DE PESQUISAS ECONÔMICAS APLICADAS [IPEA]. **Carta de Conjuntura número 58 – Nota de conjuntura 26 – 1º. Trimestre de 2023**. Disponível em <https://www.ipea.gov.br/cartadeconjuntura/wpcontent/uploads/2023/03/230328>. Acesso: 01 jun., 2023.

[45] HYDROGEN TOOL HOMER PAGE. **Hydrogen Analysis Resource Center: Hydrogen Production Energy Conversion Efficiencies: Current Technologies**. <https://h2tools.org/hyarc/hydrogen-data/hydrogen-production-energy-conversion-efficiencies>. Acesso em: 1 mar, 2023.

[46] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY [IEA], <https://www.iea.org>, Acesso em: 1 mar, 2023.

[47] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY [IEA], **Technology Collaboration Programme, Advanced Fuel Cell**. ISBN 978-3-95806-556-7, https://www.ieafuelcell.com/fileadmin/webfiles/2021Deployment_status_of_fc_in_road_transport.pdf. Acesso em: 11 jun, 2023.

[48] Farret, Felix A.; Simões, Godoy M, **Integration of alternative sources of energy**, Book, A, JOHN WILEY & SONS, INC., PUBLICATION, ISBN-13: 978-0-471-71232-9, Available at: <https://www.researchgate.net/publication/4377913>, Acesso: 31 Mai, 2023.

[49] Souza, Mariana de Matos Vieira Mello, **Hidrogênio e células a combustível**, Livro. Rio de Janeiro: Synergia, 2018.

[50] CDI PRODUCTOS, **Home page**, <https://www.cdiproducts.com/blog/hydrogen-energy>, Access: 31 Jul, 2023.

[51] PASCUZZI, Simone. *et al.* **Electrolyze Performance Analysis of an Integrated Hydrogen Power System for a Greenhouse Heating. A Case Study**. Department of Agricultural and Environmental Science, University of Bari, Aldo Moro, Italy **Sustainability**. Bari: v. 8 n. 7, p. 629, Jul. 2016. Available at <https://www.mdpi.com/2071-1050/8/7/629/htm>. Acesso em: 24 jun. 2023.

[52] Fazil Qureshi et all. **A State-of-the art review on the latest trends in hydrogen production, storage, and transportation techniques**. Publicado pelo Journal Fuel em may,15, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.127574>. Disponível em <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0016236123001874>. Access: 30 jul,2023.

[53] BLACKRIDGE RESEARCH AND CONSULTING, **Global Top 20 hydrogen electrolyzer manufacturers**, 2023, <https://www.blackridgeresearch.com/blog/list-of-global-top-hydrogen-electrolyzer-manufacturers-companies-makers-suppliers-in-the-world>. Access: 30 out, 2023.

[54] NEL – NEL HYDROGEN ELECTROLYSERS. **Brochure**. <https://nelhydrogen.com/wp-content/uploads/2020/03/Electrolysers-Brochure-Rev-D.pdf>. Access: 30 out, 2023.

[55] LONGi HYDROGEN. **Brochure.**

https://static.longi.com/LON_Gi_Hydrogen_Brochure_EN_22_06_08_34787fd622.pdf

Access: 30 oct,2023.

[56] SANTOS, M. F. Diogo; SIQUEIRA A.C. César; FIGUEIREDO, L. José. **Hydrogen production by alkaline water electrolysis.** Livro. Editora Química Nova. São Paulo: v. 36, n.8, p.1176-1193, Nov. 2013. Acesso em: 01 mar,2024.

[57] NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY [NREL]. **National Renewable Energy Laboratory. Current State-of-the-Art Hydrogen Production Cost Estimate Using Water Electrolysis.** Colorado. United States of America, 2009. Available at <https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/46676.pdf> . Acesso em: 05 jan, 2024.

[58] MOHD, Danish *et al.* **Hydrogen Production by Water Electrolysis: A review of Alkaline Water Electrolysis, PEM water Electrolysis and High Temperature Water Electrolysis.** International Journal of Engineering and Advanced Technology. Abba: v. 4, n. 3, p. 80-93, Feb. 2015. Available at <https://www.researchgate.net/publication/273125977>. Acesso em: 02 fev,2023.

[59] YAKDEHIGE, S. Kumara. **Design of Alkaline Electrolysis Stack.** Dissertação (Mestrado em Ciência) - University of Agder. Grimstad. Norway, 2017. Available at <https://uia.brage.unit.no/uia-xmlui/handle/11250/2454424>. Acesso em: 06 jan. 2023.

[60] V. A Martinez et all. **Dynamic Operations of Water Electrolyzers: A Review for Application in Photovoltaic Systema Integration.** Renewable and Sustainable Energy Reviews. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032123002642>. Acesso em 01 mai,2024.

[61] Ursúa, A., Gandia, L. M., Sanchis, P., 2012, **Hydrogen Production from Water Electrolysis: Current Status and Future Trend.** Proceedings of the IEEE, Vol. 100, 2, pp. 410-426. DOI: [10.1109/JPROC.2011.2156750](https://doi.org/10.1109/JPROC.2011.2156750) Available at https://www.researchgate.net/publication/220473374_Hydrogen_Production_From_Water_Electrolysis_Current_Status_and_Future_Trends. Accessed on: April, 2023.

[62] KOPONEN, Joonas. **Review of water electrolysis technologies and design of renewable production system**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Lappeenranta University of Technology, Finland, 2015. Disponível em <https://lutpub.lut.fi/handle/10024/104326>. Acesso em: 25 abr. 2019.

[63] João Tavares Pinho e Marco Antônio Galdino - Coordenadores e organizadores, **Manual de Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos**, e-Book, CEPEL - CRESESB, Rio de Janeiro, 2014.

[64] Enio Bueno Pereira; Fernando Ramos Martins; André Rodrigues Gonçalves; Rodrigo Santos Costa; Francisco J, Lopes de Lima; Ricardo Lüther; Samuel Luna de Abreu; Gerson Máximo Tiepolo; Silvia Vitorino Pereira; Jefferson Gonçalves de Souza, **Atlas Solar Brasileiro**, 2,ed, São José dos Campos: INPE, 2017, 88p. (E-BOOK) ISBN 978-85-17-00089-8. Disponível em https://cenariossolar.editorabrasilenergia.com.br/wp-content/uploads/sites/8/2020/11/Atlas_Brasileiro_Energia_Solar_2a_Edicao_compressed.pdf, Access: 01 Jun, 2023.

[65] DANIEL LINCOT. **The new paradigm of photovoltaics: From powering satellites to powering humanity**. Journal Comptes Rendus Physique, France, 2016, <http://dx.doi.org/10.1016/j.crhy.2017.09.003>, Access: 31 Jul, 2023.

[66] Antônio Luque and Steven Hegedus. **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**, ISBN-0-471-49196-9, <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/book/10.1002/9780470974704>. Acesso em: 1 mar, 2023.

[67] SOLARBE GLOBAL. **Top 20 solar PV module suppliers revealed for H1 2023** <https://www.solarbeglobal.com/top-20-solar-pv-module-suppliers-revealed-for-h1-2023>. Acesso em: 1 ago, 2023.

[68] JINKO SOLAR. Homepage. <https://www.juyangsolar.com/jinko-solar/>. Acesso em: 1 ago,2023.

[69] LONGi SOLAR. Homepage. <https://www.longi.com/en/products/silicon/n-type/>. Acesso em: 1 ago, 2023.

[70] TRINA SOLAR. Homepage. <https://www.trinasolar.com/pt/product>. Acesso em: 1 ago 2023.

[71] JA SOLAR. Homepage. <https://www.jasolar.com/html/en/>. Acesso em: 1 ago, 2023.

[72] Denio Alves Cassini et. al. **Estudo da degradação em módulos fotovoltaicos de filme fino**. Anais do VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar – Fortaleza, 01 a 05 de junho de 2020 – Brasil. 2020. Acesso: 31 Ago, 2023.

[73] Dirk C. Jordan and Sarah R. Kurtz. **Photovoltaic Degradation Rates - An Analytical Review**. National Renewable Energy Laboratory (NREL). Estados Unidos da América. Acesso: 23 Ago, 2023.

[74] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY [IEA]. **Solar PV**. <https://www.iea.org/energy-system/renewables/solar-pv>. Acesso: 01 Ago, 2023.

[75] NS ENERGY. **Bhadla Solar Park, Rajasthan**. <https://www.nsenergybusiness.com/projects/bhadla-solar-park-rajasthan/>. Acesso: 01 Ago, 2023.

[76] Bruno Boaventura Beigelman. **A energia fotovoltaica e a aplicação na usina solar de Tauá**. Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ. Monografia. Rio de Janeiro, 2013. <http://repositorio.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10007228.pdf>. Acesso: 01 Ago, 2023.

[77] BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Homepage**. <https://www.bcb.gov.br>. Acesso: 31 Jul, 2023.

[78] Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR). **Homepage/Notícia**. <https://www.absolar.org.br/brasil-atinge-32-gw-de-capacidade-instalada-em-energia-solar-fotovoltaica>. Acesso: 01 out, 2023.

[79] As dez maiores usinas solares do Brasil (EPBR). **Homepage.** <https://epbr.com.br/as-10-maiores-usinas-solares-do-brasil>. Acesso: 01 mar,2024.

[80] HOMER PRO LIBRARY. **Homer Pro Home page.** <https://homerenergy.com/products/pro/docs/3.15/library.html>. Acesso: 01 mar,2023.

[81] NASA. **Prediction of worldwide Energy Resource database.** HOMER PRO 3.14.5 SOFTWARE. <https://homerenergy.com>. Acesso: 01 mar, 2023.