



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA  
MESTRADO ACADÊMICO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**JOÃO PAULO DIAS LIBERATO**

**TRANSAÇÃO ENERGÉTICA DE UM SISTEMA HÍBRIDO USANDO MODELO  
DE OTIMIZAÇÃO BASEADO EM PROGRAMAÇÃO LINEAR INTEIRA MISTA**

**FORTALEZA**

**2024**

JOÃO PAULO DIAS LIBERATO

TRANSAÇÃO ENERGÉTICA DE UM SISTEMA HÍBRIDO USANDO MODELO DE  
OTIMIZAÇÃO BASEADO EM PROGRAMAÇÃO LINEAR INTEIRA MISTA

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado Acadêmico em Engenharia Elétrica do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica. Área de Concentração: Engenharia Elétrica - Sistemas de Energia

Orientador: Prof. Dr. Lucas Silveira Melo

Coorientadora: Prof. Ph.D. Ruth Pastôra Saraiva Leão

FORTALEZA

2024

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

---

L666t Liberato, João Paulo Dias.

Transação Energética de um Sistema Híbrido Usando Modelo de Otimização Baseado em Programação Linear Inteira Mista / João Paulo Dias Liberato. – 2024.

148 f. : il. color.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil: Estruturas e Construção Civil, Fortaleza, 2024.

Orientação: Prof. Dr. Lucas Silveira Melo.

Coorientação: Profa. Dra. Ruth Pastôra Saraiva Leão.

1. Hidrogênio Verde. 2. Mercado de Energia. 3. Eletrólise. 4. Energia Renovável. 5. MILP. I. Título.  
CDD 624.1

---

JOÃO PAULO DIAS LIBERATO

TRANSAÇÃO ENERGÉTICA DE UM SISTEMA HÍBRIDO USANDO MODELO DE  
OTIMIZAÇÃO BASEADO EM PROGRAMAÇÃO LINEAR INTEIRA MISTA

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado Acadêmico em Engenharia Elétrica do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica. Área de Concentração: Engenharia Elétrica - Sistemas de Energia

Aprovada em: 31 de Outubro de 2024

BANCA EXAMINADORA

---

Prof. Dr. Lucas Silveira Melo (Orientador)  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. PhD. Ruth Pastôra Saraiva Leão (Coorientadora)  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dr. Geovanni Cordeiro Barroso  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dr. Filipe de Oliveira Saraiva  
Universidade Federal do Pará (UFPA)

À minha mãe, minha esposa e ao meu filho, João  
Miguel.



## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a Deus por sua infinita bondade e misericórdia, que me sustentou em cada passo dessa jornada.

À minha mãe, Aparecida Liberato, como referência de ser humano, que me brindou com seu exemplo e com sua garra.

À minha esposa, Kenia, pela compreensão de minha ausência e pelo suporte.

Ao meu filho, João Miguel, a quem tenho uma dívida de ausência nos últimos meses, em virtude da busca por este objetivo. Me comprometo a retribuí-lo.

Ao Prof. Dr. Lucas Melo por me conduzir nesta dissertação.

Agradeço a Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Ruth Pastôra, pelo acolhimento fraternal provido no início desta caminhada.

Aos meus tios, Sebastião Cavalcante (*in memorian*), Mariana Dias (*in memorian*) e Vanderlisa Dias.

Ao meu avô, Joaquim Liberato (*in memorian*), pelo exemplo de honestidade e honra.

A todos os professores do Departamento de Engenharia Elétrica da UFC, que contribuíram direta e indiretamente com esta conquista.

Aos colegas do GREI - Grupo de Redes Elétricas Inteligentes, em especial ao Daniel Jaguaribe pela solicitude ao longo de nossa jornada.

Aos meus gestores da UTE Porto do Pecém Geração de Energia, pelo entendimento de meu propósito. Faço questão de nomeá-los: João Vitor Cavalcante, Nickson Tomé e Daywison Santos.

Aos colegas do time de Engenharia da UTE Pecém: Glauber Narciso, Haroldo, Edenizio, Rafael Zampogna, Abinadabe Germano, Simão Pedro, Paulo Ricardo, Elton Aécio, Júlio e Abner. Obrigado pelos debates e pela torcida.

Aos meus amigos e familiares.

“Para ter sucesso em qualquer coisa na vida,  
a verdade é que você não precisa ser especial.  
Você precisa ser o que a maioria das pessoas não  
é: consistente, determinado e disposto a tra-  
ilar por isso, sem atalhos.”

(Tom Brady)

## RESUMO

Dados de maio de 2024 mostram que o Estado do Ceará possui 2,57 GW de potência instalada de geração eólica e 1,55 GW de geração solar fotovoltaica. Além disso, somam-se 2,8 GW de geração eólica contratados, em construção ou a iniciar e mais 94 GW de potencial para geração eólica *offshore*. Projetos de energia solar em andamento até o primeiro trimestre de 2024 incrementam 16,73 GW. Com essa infraestrutura, o Ceará emerge como um promissor produtor de hidrogênio verde ( $H_2V$ ), gerado por energia renovável ou com baixo teor de carbono, beneficiando-se da disponibilidade de energia renovável e de sua posição geográfica favorável para rotas marítimas com clientes potenciais, especialmente nos Estados Unidos e Europa. Desta maneira, é proposta a otimização de um sistema multi-energético composto de usina solar fotovoltaica, eletrolisador, sistema de armazenamento a bateria e hidrogênio, e usina termelétrica movida a hidrogênio. O sistema proposto é integrado aos mercados de eletricidade e gás. O modelo de otimização usa Programação Linear Inteira Mista (MILP), e visa maximizar a eficiência energética do sistema conectado à rede e os ganhos financeiros a partir do monitoramento dos valores de mercado da energia e das variáveis de processo. Foram simulados 6 cenários diferentes com variações do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e *Levelized Cost of Hydrogen* (LCOH). Os resultados indicam que, em cenários onde o PLD permanece estável em valor baixo, a produção de  $H_2V$  é 61,9% superior em comparação com cenários de elevação no PLD. Por outro lado, variações significativas no preço da eletricidade, especialmente durante o período seco, resultam em um acréscimo de 13% na parcela de eletricidade vendida ao mercado, evidenciando uma adaptação eficiente às oscilações de mercado.

**Palavras-chave:** Hidrogênio Verde. Mercado de Energia. Eletrólise. Energia Renovável. MILP.

## ABSTRACT

Data from May 2024 indicates that the state of Ceará has an installed wind generation capacity of 2.57 GW and 1.55 GW of solar photovoltaic generation. Additionally, 2.8 GW of wind generation capacity is either under contract, under construction, or about to commence operations, complemented by an estimated 94 GW of offshore wind generation potential. Solar energy projects in progress as of the first quarter of 2024 total 16.73 GW. With this infrastructure, Ceará positions itself as a promising producer of green hydrogen ( $H_2V$ ), generated from renewable or low-carbon energy sources, leveraging the availability of renewable energy and its strategic geographical location for maritime trade routes with key markets, particularly in the United States and Europe. This study proposes the optimization of a multi-energy system composed of a solar photovoltaic plant, an electrolyser, a battery storage system, a hydrogen storage system, and a hydrogen-powered thermoelectric plant. The proposed system is integrated with both the electricity and gas markets. The optimization model employs MILP and seeks to maximize the energy efficiency of the grid-connected system as well as financial gains by monitoring market values of energy and process variables. Six different scenarios were simulated, considering variations in PLD and LCOH. The results indicate that in scenarios where the PLD remains stable at a low value, the production of  $H_2V$  is 61.9% higher compared to scenarios with fluctuations in the PLD. On the other hand, significant variations in the price of electricity, especially during the dry season, result in a 13% increase in the share of electricity sold to the market, proving efficient adaptation to market fluctuations.

**Keywords:** Green Hydrogen. Energy Market. Electrolysis. Renewable Energies. MILP.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Listras do aquecimento . . . . .	23
Figura 2 – Principais Resultados da COP-28 para o hidrogênio . . . . .	25
Figura 3 – Média anual de irradiação solar global . . . . .	27
Figura 4 – Resultados da pesquisa na base <i>Scopus</i> . . . . .	35
Figura 5 – Estrutura Institucional do Setor Elétrico Brasileiro . . . . .	39
Figura 6 – Evolução da contratação de energia pelas distribuidoras . . . . .	43
Figura 7 – Participação das Fontes Renováveis de Energia (FRE) no consumo de energia primária . . . . .	45
Figura 8 – Projeção do ONS para estoque de energia em meses . . . . .	46
Figura 9 – Projeção da demanda global de hidrogênio . . . . .	48
Figura 10 – Principais rotas e matérias-primas . . . . .	51
Figura 11 – Fontes de energia mais utilizadas para produção de hidrogênio . . .	52
Figura 12 – Representação esquemática de rotas tecnológicas para obtenção de hidrogênio . . . . .	53
Figura 13 – Classificação do hidrogênio em escala de cores . . . . .	54
Figura 14 – Classificação da modalidade de certificação do hidrogênio produzido	55
Figura 15 – Tecnologia alcalina de eletrólise de água . . . . .	60
Figura 16 – Diagrama de fluxo de processo para um eletrolisador alcalino . . . .	60
Figura 17 – Tecnologia PEM de eletrólise de água . . . . .	62
Figura 18 – Diagrama de fluxo de processo para um eletrolisador PEM . . . .	62
Figura 19 – Tecnologia Célula de Óxido Sólido (SOEC) de eletrólise de água . .	63
Figura 20 – Diagrama de fluxo de processo para um eletrolisador SOEC . . . .	64
Figura 21 – Diagrama de fluxo de processo para um eletrolisador AEM . . . .	65
Figura 22 – Rotas de produção e uso do H <sub>2</sub> V . . . . .	67
Figura 23 – Diagrama T-s do ciclo Rankine . . . . .	68

Figura 24 – Diagrama T-s Brayton básico . . . . .	70
Figura 25 – Componentes básicos de uma turbina a gás . . . . .	71
Figura 26 – Configuração do ciclo combinado simples . . . . .	72
Figura 27 – Processo metodológico para o desenvolvimento do presente trabalho	77
Figura 28 – Fluxograma do processo de otimização MILP . . . . .	80
Figura 29 – Estruturação do sistema a ser modelado . . . . .	81
Figura 30 – Estrutura do modelo multi-energético proposto . . . . .	92
Figura 31 – Modelo Siemens SGT-400 . . . . .	93
Figura 32 – Aplicação Siemens SGT-400 . . . . .	94
Figura 33 – Simulação da turbina Siemens SGT-400 no <i>software</i> AComb . . . . .	96
Figura 34 – Projeção da modelagem para o cenário 1 . . . . .	104
Figura 35 – Projeção da modelagem para o cenário 2 . . . . .	105
Figura 36 – Projeção da modelagem para o cenário 3 . . . . .	107
Figura 37 – Projeção da modelagem para o cenário 4 . . . . .	108
Figura 38 – Projeção da modelagem para o cenário 5 . . . . .	109
Figura 39 – Projeção da modelagem para o cenário 6 . . . . .	110

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tecnologias <i>Power-to-X</i> segundo o uso pretendido . . . . .	28
Tabela 2 – Tecnologias <i>Power-to-X</i> segundo a forma de energia . . . . .	28
Tabela 3 – Principais marcos regulatórios do mercado de comercialização de energia elétrica no Brasil . . . . .	41
Tabela 4 – Produção global de hidrogênio por fonte . . . . .	48
Tabela 5 – Propriedade físicas do hidrogênio . . . . .	49
Tabela 6 – Comparação do poder calorífico de diferentes combustíveis . . . .	50
Tabela 7 – Critérios da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para certificação de hidrogênio verde . . . . .	56
Tabela 8 – Distribuição dos processos de reforma a vapor na produção de hidrogênio . . . . .	57
Tabela 9 – Comparação das tecnologias disponíveis de eletrólise da água . . . .	59
Tabela 10 – Eficiência típica e consumo de eletricidade para tipo de eletrólise . .	65
Tabela 11 – Exemplos de modelos de turbinas comerciais aptas a operar 100% com hidrogênio . . . . .	75
Tabela 12 – Dados técnicos do modelo de turbina Siemens SGT-400 . . . . .	94
Tabela 13 – Comparativo entre os modelos de eletrolisadores analisados . . . .	98
Tabela 14 – Propósito para os cenários estudados . . . . .	100
Tabela 15 – Cenários simulados . . . . .	102
Tabela 16 – Resumo dos principais resultados obtidos nos cenários simulados .	111
Tabela 17 – Dados de entrada do modelo . . . . .	125
Tabela 18 – Parâmetros do modelo . . . . .	126
Tabela 19 – Variáveis do modelo . . . . .	127
Tabela 20 – Restrições do modelo . . . . .	128

## **LISTA DE CÓDIGOS-FONTE**

Código-fonte 1 – Função objetivo . . . . .	86
Código-fonte 2 – Restrição de balanço de potência . . . . .	88
Código-fonte 3 – Restrição de balanço de gás para o eletrolisador . . . . .	89
Código-fonte 4 – Restrição de balanço de gás para o armazenamento . . . . .	90
Código-fonte 5 – Restrição de conversão de eletricidade para $H_2V$ . . . . .	91
Código-fonte 6 – Restrição de conversão de $H_2V$ para eletricidade . . . . .	91

## **LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS**

ABRACEEL	Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
AEC	Eletrólise Alcalina
AEM	Membrana de Troca de Ánions
AG	Algoritmos Genéticos
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ATR	<i>Autothermal Reforming</i>
BESS	<i>Battery Energy Storage Systems</i>
BOP	<i>Balance of Plant</i>
CBA	Congresso Brasileiro de Automática
CCEAL	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente de Contratação Livre
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCUS	Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono
CMSE	Conselho de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COP-21	21 <sup>a</sup> Conferência das Partes
COP-28	28 <sup>a</sup> Conferência das Partes
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FRE	Fontes Renováveis de Energia
GEE	Gases de Efeito Estufa
GHI	Irradiação Solar Horizontal Global
GISS	Instituto Goddard de Estudos Espaciais da Nasa
GN	Gás Natural
GSF	Geração Solar Fotovoltaica
HRES	<i>Hybrid Renewable Energy Systems</i>

IEA	Agência Internacional de Energia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IPT	Instituto de Pesquisas Tecnológicas do Estado de São Paulo
LCOH	<i>Levelized Cost of Hydrogen</i>
MCP	Mercado de Curto Prazo
MCSD	Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits
MILP	Programação Linear Inteira Mista
MME	Ministério de Minas e Energia
MVE	Mecanismo de Venda de Excedente
NASA	Agência Espacial Norte Americana
NOx	Óxido de Nitrogênio
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCI	Poder Calorífico Inferior
PCS	Poder Calorífico Superior
PEM	Membrana de Troca de Próton
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i>
PSO	Otimização por Enxame de Partículas
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SEMACE	Superintendência Estadual do Meio Ambiente do Ceará
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMR	<i>Steam Methane Reforming</i>
SOC	<i>State of Charge</i>
SOEC	Célula de Óxido Sólido
UFV	Usina Solar Fotovoltaica

UTE                    Usina Termelétrica  
UTEs                Usinas Termelétricas

## LISTA DE SÍMBOLOS

Bar	Bar
<i>BRL</i>	Real brasileiro
<i>CO</i>	Monóxido de carbono
<i>CO<sub>2</sub></i>	Dióxido de carbono
<i>CH<sub>4</sub></i>	Metano
€	Euro
<i>EUR</i>	Euro
°C	Graus Celsius
°F	Graus Fahrenheit
<i>H<sub>2</sub></i>	Fórmula molecular do hidrogênio
<i>H<sub>2</sub>V</i>	Hidrogênio verde
<i>IrO<sub>2</sub></i>	Dióxido de Irídio
<i>kg</i>	Quilograma
<i>kg/h</i>	Quilogramas por hora
<i>kJ/mo</i>	Quilojoule por mol
<i>KOH</i>	Hidróxido de Potássio
<i>kWh</i>	Unidade de medida de energia
<i>kWh/m<sup>2</sup>/dia</i>	Unidade de medida de irradiação solar
<i>O<sub>2</sub></i>	Gás oxigênio
<i>MW</i>	Megawatt
<i>MWP</i>	Megawatt-pico
<i>MWh</i>	Megawatt-hora

$\mu\text{m}$	Micrômetro
$\text{NaOH}$	Hidróxido de Sódio
$\text{Nm}^3$	Normal metro cúbico
$\text{Nm}^3/\text{h}$	Normal metro cúbico por hora
$\text{NO}_x$	Óxido de Nitrogênio
$R\$$	Real brasileiro
$T - s$	Representação gráfica de processos termodinâmicos temperatura-entropia
$Toff_i^T$	Tempo mínimo que uma usina térmica deve permanecer desligada após fim de despacho
$Ton_i^T$	Tempo mínimo que uma usina térmica deve permanecer ligada após início de despacho
$ton$	Tonelada
$US\$$	Dólar Americano
$USD$	Dólar Americano
$Wh$	Watt-hora

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO . . . . .</b>	<b>23</b>
<b>1.1</b>	<b>Justificativa . . . . .</b>	<b>23</b>
<b>1.2</b>	<b>Motivação . . . . .</b>	<b>26</b>
<b>1.3</b>	<b>Tecnologias de conversão Power-to-X . . . . .</b>	<b>27</b>
<b>1.4</b>	<b>Objetivos . . . . .</b>	<b>29</b>
<b>1.4.1</b>	<b><i>Objetivo principal . . . . .</i></b>	<b>29</b>
<b>1.4.2</b>	<b><i>Objetivos específicos . . . . .</i></b>	<b>29</b>
<b>1.5</b>	<b>Contribuição acadêmica . . . . .</b>	<b>30</b>
<b>1.6</b>	<b>Metodologia . . . . .</b>	<b>30</b>
<b>1.7</b>	<b>Estado da arte . . . . .</b>	<b>31</b>
<b>1.8</b>	<b>Estrutura do trabalho . . . . .</b>	<b>36</b>
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA . . . . .</b>	<b>38</b>
<b>2.1</b>	<b>Estrutura do organizacional do setor elétrico no Brasil . . . . .</b>	<b>38</b>
<b>2.2</b>	<b>Abertura do mercado de eletricidade no Brasil . . . . .</b>	<b>40</b>
<b>2.3</b>	<b>Mercado de eletricidade no Brasil . . . . .</b>	<b>43</b>
<b>2.4</b>	<b>Matriz elétrica do Brasil . . . . .</b>	<b>44</b>
<b>2.5</b>	<b>O hidrogênio renovável como vetor energético para a descarbonização . . . . .</b>	<b>47</b>
<b>2.6</b>	<b>Rotas e tecnologias de produção de hidrogênio . . . . .</b>	<b>50</b>
<b>2.7</b>	<b>O hidrogênio verde no contexto brasileiro . . . . .</b>	<b>55</b>
<b>2.7.1</b>	<b><i>Tecnologias térmicas . . . . .</i></b>	<b>56</b>
<b>2.7.2</b>	<b><i>Tecnologias fotolíticas . . . . .</i></b>	<b>57</b>
<b>2.7.3</b>	<b><i>Tecnologias eletrolíticas . . . . .</i></b>	<b>58</b>
<b>2.7.3.1</b>	<b><i>Eletrólise alcalina . . . . .</i></b>	<b>60</b>
<b>2.7.3.2</b>	<b><i>Eletrólise por Membrana de Troca Protônica (PEM) . . . . .</i></b>	<b>61</b>

2.7.3.3	<i>Eletrólise por Células de Óxido Sólido (SOEC)</i> . . . . .	63
2.7.3.4	<i>Eletrólise por Membrana de Troca de Ánions (AEM)</i> . . . . .	64
<b>2.8</b>	<b>Geração termelétrica</b> . . . . .	65
<b>2.8.1</b>	<b>Classificação das termelétricas</b> . . . . .	66
2.8.1.1	<i>Ciclo Rankine</i> . . . . .	67
2.8.1.2	<i>Ciclo Brayton</i> . . . . .	69
2.8.1.3	<i>Ciclo combinado</i> . . . . .	71
<b>2.9</b>	<b>Hidrogênio como combustível no setor de geração termelétrica</b> .	73
<b>2.9.1</b>	<b>Princípios da queima de hidrogênio</b> . . . . .	73
<b>2.9.2</b>	<b>Uso do hidrogênio como combustível em turbinas a gás</b> . . . . .	74
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA</b> . . . . .	76
<b>3.1</b>	<b>Etapas do processo metodológico</b> . . . . .	76
<b>3.1.1</b>	<b>Definição da topologia do sistema e coleta de dados</b> . . . . .	77
<b>3.1.2</b>	<b>Caracterização do modelo MILP</b> . . . . .	78
<b>3.1.3</b>	<b>Algoritmo de otimização</b> . . . . .	78
<b>3.1.4</b>	<b>Análise de cenários e simulações</b> . . . . .	78
<b>3.1.5</b>	<b>Análise dos resultados e recomendações</b> . . . . .	79
<b>3.2</b>	<b>Formulação geral</b> . . . . .	79
<b>3.2.1</b>	<b>Modelagem matemática e estruturação do problema</b> . . . . .	79
3.2.1.1	<i>Programação Linear Inteira Mista (MILP)</i> . . . . .	82
3.2.1.2	<i>Especificações no computador utilizado nas simulações</i> . . . . .	82
3.2.1.3	<i>Configurações iniciais e premissas adotadas na modelagem</i> . . . . .	83
3.2.1.4	<i>Parâmetros</i> . . . . .	84
3.2.1.5	<i>Variáveis de decisão</i> . . . . .	85
3.2.1.6	<i>Função objetivo</i> . . . . .	85
3.2.1.7	<i>Restrições</i> . . . . .	87
<b>3.3</b>	<b>Modelo proposto</b> . . . . .	92

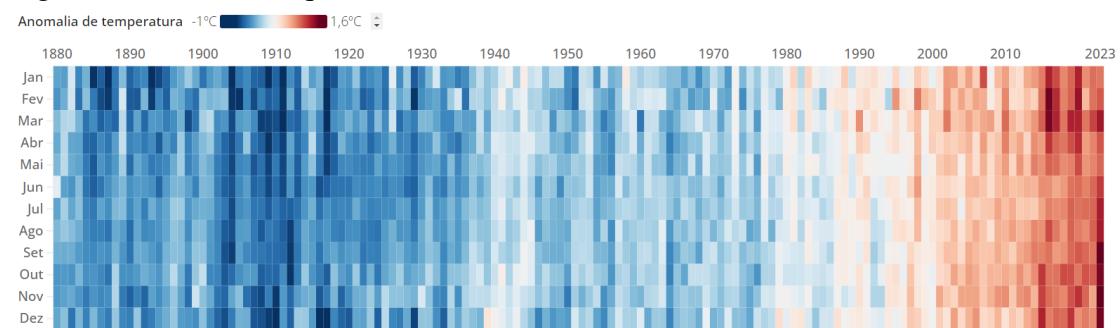
<i>3.3.1</i>	<i>Especificações da turbina a gás . . . . .</i>	93
<i>3.3.2</i>	<i>Especificações do eletrolisador . . . . .</i>	97
<i>3.3.3</i>	<i>Especificações do armazenamento elétrico . . . . .</i>	99
<b>4</b>	<b>RESULTADOS . . . . .</b>	100
<b>4.1</b>	<b>Análise de cenários . . . . .</b>	100
<i>4.1.1</i>	<i>Análise do cenário 1 . . . . .</i>	102
<i>4.1.2</i>	<i>Análise do cenário 2 . . . . .</i>	104
<i>4.1.3</i>	<i>Análise do cenário 3 . . . . .</i>	106
<i>4.1.4</i>	<i>Análise do cenário 4 . . . . .</i>	107
<i>4.1.5</i>	<i>Análise do cenário 5 . . . . .</i>	108
<i>4.1.6</i>	<i>Análise do cenário 6 . . . . .</i>	109
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS . . . . .</b>	112
<b>5.1</b>	<b>Trabalhos futuros . . . . .</b>	114
	<b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	115
	<b>APÊNDICES . . . . .</b>	125
	<b>APÊNDICE A – DADOS DE ENTRADA FORNECIDOS AO MO-</b>	
	<b>DELO . . . . .</b>	125
	<b>APÊNDICE B – PARÂMETROS DO MODELO . . . . .</b>	126
	<b>APÊNDICE C – VARIÁVEIS UTILIZADAS NA MODELAGEM . . . . .</b>	127
	<b>APÊNDICE D – RESTRIÇÕES DEFINIDAS NA MODELAGEM . . . . .</b>	128
	<b>ANEXOS . . . . .</b>	128
	<b>ANEXO A – DADOS TÉCNICOS DO ELETROLISADOR UTILI-</b>	
	<b>ZADO . . . . .</b>	129
	<b>ANEXO B – FOLHA DE DADOS DO BESS . . . . .</b>	131

## 1 INTRODUÇÃO

### 1.1 Justificativa

Estudos da Agência Espacial Norte Americana (NASA) apontam, a partir de dados do Instituto Goddard de Estudos Espaciais da Nasa (GISS), a forte tendência de aumento da temperatura global nas últimas décadas, no que os cientistas chamam de anomalia de temperatura, mostrada na Figura 1. As cores com tonalidades entre vermelho e laranja indicam aumento da temperatura global mais destacada nos últimos 20 anos.

**Figura 1 – Listras do aquecimento**



Fonte: GISS/NASA.

A 21<sup>a</sup> Conferência das Partes (COP-21) se tornou notável e de relevância histórica, especialmente por resultar no Acordo de Paris. A COP-21, realizada em 2015, marcou um ponto de virada significativo na política climática global, alcançando um amplo consenso internacional sobre a necessidade de ação coletiva para combater as mudanças climáticas. Nesta conferência, os países signatários assumiram o compromisso de manter o aumento da temperatura global abaixo de 2 °C em relação aos níveis pré-industriais, com esforços para limitar o aumento a 1,5 °C. Essa meta ambiciosa reflete a necessidade urgente de mitigar as mudanças climáticas e reduzir seus efeitos adversos. Práticas associadas de descarbonização dos sistemas energéticos, ampliação

da participação de fontes renováveis e ampliação da eletrificação da oferta energética, representam potencial de cerca de 75% da redução de emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) (IRENA, 2019).

Ainda, segundo IRENA (2019) e IEA (2020), o setor energético contribui com dois terços das emissões globais. É necessária uma redução de 52% em relação aos valores registrados em 2019 para que as metas globais de descarbonização sejam alcançadas. Para Castro *et al.* (2023b), a descarbonização deve ser vista como a espinha dorsal do processo de transição energética, ancorada pelos esforços coordenados das economias em prol do desenvolvimento sustentável.

FRE como solar e eólica, desempenham um papel determinante na transição global para uma matriz energética mais sustentável e de baixo carbono. No entanto, uma das principais características dessas fontes é sua intermitência, representando um desafio para a estabilidade e confiabilidade do fornecimento contínuo de energia elétrica.

Autores como Castro *et al.* (2023b) e Colelli *et al.* (2024) apontam algumas soluções para superar essa limitação, destacando-se tecnologias de armazenamento de energia, que podem ser decisivas na forma de operação da rede.

Ainda, de acordo com Castro *et al.* (2023b), o equacionamento do desequilíbrio entre suprimento e demanda de energia, especialmente sob o prisma da intermitência das FRE, pode ser resolvido pela inserção de um vetor energético capaz de sustar a relação direta entre produção e consumo. O hidrogênio reúne todos os critérios para ser este vetor.

A 28<sup>a</sup> Conferência das Partes (COP-28), realizada em Dubai, nos Emirados Árabes Unidos, lançou luz sobre alguns temas que buscam priorizar o hidrogênio verde como substituto aos combustíveis fósseis em setores de difícil descarbonização. A Figura 2 mostra as principais conquistas da conferência para o hidrogênio verde.

Figura 2 – Principais Resultados da COP-28 para o hidrogênio

01	<b>RECONHECIMENTO MÚTUO DE CERTIFICAÇÃO</b>	Reconhecimento o papel fundamental do hidrogênio limpo na descarbonização global e nas necessidades energéticas globais. Os endossantes da declaração buscam trabalhar em direção ao reconhecimento mútuo dos esquemas de certificação de hidrogênio para facilitar o mercado global.
02	<b>METODOLOGIA ISO</b>	Metodologia ISO para avaliação de emissões de gases de efeito estufa para hidrogênio, baseada na avaliação do ciclo de vida foi revelada na COP28.
03	<b>FÓRUM INTERNACIONAL DE COMÉRCIO DE HIDROGÊNIO</b>	Visa avançar a implementação de corredores comerciais transfronteiriços em hidrogênio e seus derivados internacionalmente
04	<b>ACORDO DO SETOR DE NAVEGAÇÃO</b>	Líderes do setor de navegação e produtores de hidrogênio verde concordaram com adoção de metas para 2030 para o setor marítimo com zero emissões, incluindo uma meta de produção de 11 Mt até 2030 para uso pelo setor de navegação.
05	<b>ACORDO DE DESCARBONIZAÇÃO DA INDÚSTRIA</b>	Adoção de compromissos de descarbonização, aumentando a produção de energia renovável e hidrogênio verde.

Fonte: Adaptado de (IRENA, 2024).

Para Maka e Mehmood (2024), há um crescimento acelerado em curso em todo o mundo da demanda por hidrogênio como solução para a transição energética, em função da redução dos custos de produção por meio de energias renováveis. O hidrogênio, a massificação do uso de FRE e a eficiência energética se destacam como pilares firmes para a sustentação de uma transição energética sólida e duradoura.

Os elevados custos envolvidos na produção de  $H_2V$ , em especial por ainda não ter alcançado uma escala industrial significativa, impõem um cenário possível de uma transição gradual para o estabelecimento do gás como um vetor energético consolidado. Uma alternativa de redução do custo de produção pode ser o uso de instalações já operacionais como, por exemplo, a conversão de termelétricas a Gás Natural (GN) para uso do hidrogênio verde como combustível (NOVOSEL *et al.*, 2021).

## 1.2 Motivação

Segundo a Superintendência Estadual do Meio Ambiente do Ceará (SE-MACE), o Estado do Ceará, localizado na região Nordeste do Brasil, destaca-se pelo expressivo potencial de energia solar para geração de eletricidade, conforme mostrado em dados extraídos do Atlas Solarimétrico do Brasil, desenvolvido no ano de 2022 pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), reforçado por dados do atlas solar global e *National Renewable Energy Laboratory* (NREL). O potencial eólico do estado também é objeto de estudos de vários trabalhos científicos, incluindo a abordagem de parques eólicos *offshore*, conforme analisado por (LIMA *et al.*, 2015).

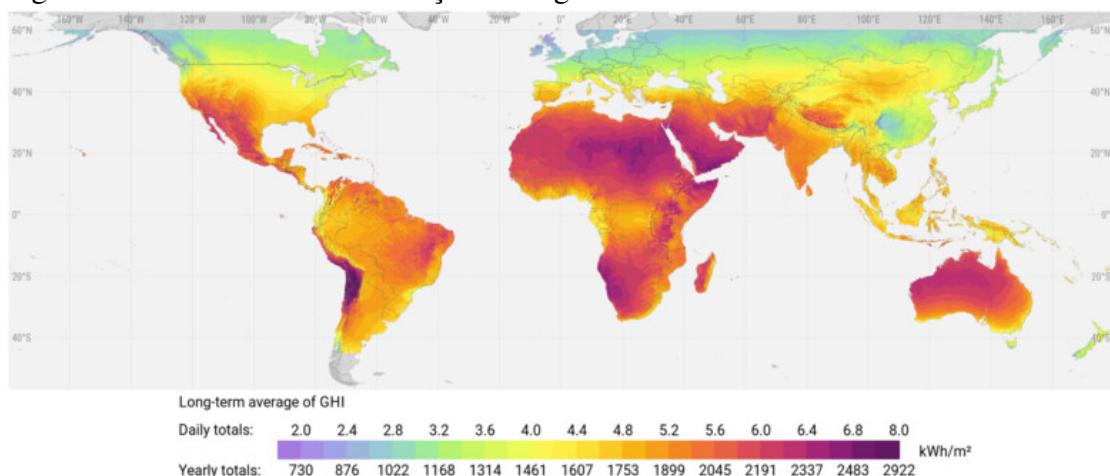
Dados do Ministério de Minas e Energia (MME) apontam que o ano de 2023 apresentou o maior aumento de Geração Solar Fotovoltaica (GSF) na série histórica, sendo responsável pelo acréscimo de 3,0 GW na matriz energética brasileira, somente para geração centralizada. Este valor representa 43,9% da capacidade acrescentada ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Ainda, segundo o MME, ao ser contabilizada exclusivamente a GSF centralizada, ou seja, aquela oriunda de grandes parques solares, já são 18 mil usinas solares instaladas em território nacional, capazes de produzir uma potência de 10,3 GW.

O Ceará, com Irradiação Solar Horizontal Global (GHI) entre 5,6 e 6,4  $kWh/m^2/dia$ , conforme representado na Figura 3, apresenta um potencial solar comparável a regiões como o norte da África, México e deserto australiano, os quais são líderes mundiais em irradiação solar. Esse nível posiciona o estado entre os locais mais promissores para geração solar fotovoltaica de todo o globo.

A posição geográfica estratégica do Ceará e o crescente interesse global em fontes de energia limpa abrem oportunidades promissoras para a produção de hidrogênio renovável no Estado. O hidrogênio verde, como também pode ser chamado, produzido por meio da eletrólise da água utilizando energia renovável, emerge como uma alternativa

sustentável e de baixo carbono para diversos setores como transporte, petroquímico, siderúrgico e mineração.

Figura 3 – Média anual de irradiação solar global



Fonte: (ESMAP, 2020).

### 1.3 Tecnologias de conversão Power-to-X

As tecnologias *Power-to-X*, também referidas como P2X, vêm ganhando destaque nas pesquisas sobre transição energética, facilitando a conversão de eletricidade, principalmente de fontes renováveis, em diversas formas de energia ou produtos químicos. Essa versatilidade permite aproveitar os excedentes de energia solar e eólica para múltiplos fins, contribuindo significativamente para a descarbonização de diversos setores industriais e de transporte.

Para Sorrenti *et al.* (2022), a conversão de eletricidade de fontes renováveis em hidrogênio, que pode ser armazenado e usado para fornecer gás, calor, eletricidade ou produtos químicos, pode ser um dos produtos das tecnologias de conversão. Com sua flexibilidade, a P2X tem ganhado destaque no setor energético. O conceito de *Hybrid*

*Renewable Energy Systems* (HRES) combina múltiplas fontes renováveis com outras opções de geração e armazenamento, aumentando a eficiência e equilibrando a oferta de energia em áreas específicas. Para o melhor entendimento neste estudo, nas tabelas 1 e 2 é fornecido ao leitor, uma breve definição dos conceitos mais utilizados na abordagem, quanto ao uso e a forma de energia, respectivamente.

Tabela 1 – Tecnologias *Power-to-X* segundo o uso pretendido

Tecnologia	Descrição	Exemplos
<i>Power-to-Fuel</i>	Conversão de eletricidade em combustível sintético	Hidrogênio, metano, combustíveis líquidos
<i>Power-to-Chemicals</i>	Produz produtos químicos a partir de eletricidade, substituindo derivados de petróleo	Metanol, etileno
<i>Power-to-Ammonia</i>	Produz amônia a partir de eletricidade e nitrogênio	Amônia (fertilizantes, combustível marítimo)
<i>Power-to-Power</i>	Armazena eletricidade excedente para reconversão futura	Baterias, células a combustível de hidrogênio
<i>Power-to-Protein</i>	Utiliza eletricidade para gerar proteínas, que pode ser usada na alimentação humana e animal	Proteínas microbianas
<i>Power-to-Syngas</i>	Converte eletricidade em gás de síntese, que pode ser utilizado na produção de químicos e combustíveis	Gás de síntese ( $H_2$ e $CO$ )

Fonte: Adaptado de (SORRENTI *et al.*, 2022; BUFFO *et al.*, 2019; PALYS; DAOUTIDIS, 2022; MISHRA *et al.*, ).

Tabela 2 – Tecnologias *Power-to-X* segundo a forma de energia

Forma de Energia	Tecnologia	Descrição	Exemplos
Gás	<i>Power-to-Gas</i>	Converte eletricidade em gases, como hidrogênio ou $CH_4$ , através da eletrólise ou metanização	Hidrogênio, metano
Líquido	<i>Power-to-Liquid</i>	Gera combustíveis líquidos a partir de eletricidade, $CO_2$ e hidrogênio, aplicados no transporte	Metanol, diesel sintético
Calor	<i>Power-to-Heat</i>	Converte eletricidade em calor, para uso industrial ou residencial	Sistemas de aquecimento

Fonte: Adaptado de (SORRENTI *et al.*, 2022; BUFFO *et al.*, 2019; PALYS; DAOUTIDIS, 2022; MISHRA *et al.*, ).

## 1.4 Objetivos

### 1.4.1 *Objetivo principal*

Desenvolver um modelo de otimização para maximizar os ganhos financeiros e o melhor aproveitamento de um sistema multi-energético que inclui geração solar fotovoltaica e térmica a hidrogênio, integrado a sistemas de armazenamento de energia elétrica e gás.

### 1.4.2 *Objetivos específicos*

- Desenvolver um modelo de gerenciamento energético capaz de decidir, com base em sinais de mercado e variáveis de processo, a destinação da energia, visando o melhor aproveitamento energético do sistema;
- Aplicar o modelo de otimização baseado em técnicas de MILP;
- Modelar os componentes envolvidos no sistema multi-energético;
- Analisar o comportamento do modelo perante as variações dos preços do mercado de eletricidade e de  $H_2V$ ;
- Investigar sobre as soluções de armazenamento de energia elétrica (*Power-to-X*) como alternativa para maximizar os ganhos financeiros;
- Apresentar curvas do ponto ótimo de operação do sistema com base nas variáveis do mercado e de processo;
- Propor a opção de geração de eletricidade por turbinas a gás de hidrogênio como forma geração de energia com baixa emissão de carbono;
- Apresentar a flexibilidade de operação do sistema multi-energético como forma de se adaptar às variações do sistema elétrico.

## 1.5 Contribuição acadêmica

Esta dissertação contribui para o avanço do conhecimento sobre a otimização de sistemas multi-energéticos, integrando geração solar fotovoltaica, térmica a hidrogênio, eletrolisadores e sistemas de armazenamento de energia elétrica e gás. A análise de soluções *Power-to-X* para o armazenamento de energia elétrica e a proposta de geração de eletricidade a partir de turbinas a gás hidrogênio também ampliam o entendimento sobre alternativas de baixa emissão de carbono.

Além disso, a dissertação apresenta curvas de operação ótimas e demonstra a flexibilidade do sistema multi-energético, capaz de se adaptar a diferentes condições de mercado e operacionais. Essas contribuições oferecem uma base sólida para futuras aplicações de sistemas híbridos e sustentáveis, com foco na otimização da eficiência e na maximização dos ganhos econômicos, alinhados às exigências da transição energética.

No contexto do desenvolvimento deste trabalho, foi apresentado no XXV Congresso Brasileiro de Automática (CBA), o artigo científico intitulado '***Programação Linear Inteira Mista na Modelagem de Sistema Híbrido de Comercialização de Hidrogênio Verde e Eletricidade***'.

## 1.6 Metodologia

A metodologia de desenvolvimento deste trabalho possui as seguintes etapas:

- Revisão bibliográfica;
- Desenvolvimento de um modelo hipotético híbrido de energia para otimizar a aplicação e uso dos recursos energéticos;
- Seleção de bibliotecas *Python* para utilização no projeto;
- Desenvolvimento de modelagem *Python*, baseada na biblioteca *Pyomo*, para otimização dos recursos energéticos;
- Caracterização de cenários, restrições, variáveis e parâmetros para o modelo;

- Extração e análise dos resultados;

## 1.7 Estado da arte

A integração de FRE com sistemas de armazenamento tem sido um campo de pesquisa intensivo, refletindo a necessidade crescente de soluções eficientes para maximizar o aproveitamento energético e minimizar os custos associados.

A geração de eletricidade a partir de fontes fotovoltaicas tem sido amplamente estudada devido à sua capacidade de reduzir as emissões de gases de efeito estufa e promover a sustentabilidade energética. Vários estudos destacam a importância da integração de sistemas fotovoltaicos com tecnologias de armazenamento de energia, como baterias de íon-lítio, para gerenciar a intermitência e garantir uma oferta estável de eletricidade (KAVOUSIAN *et al.*, 2013).

Em Castro *et al.* (2023a), os autores concluem que a mistura de hidrogênio de baixo carbono com gás natural é uma estratégia viável e eficaz para a descarbonização da oferta de gás, auxiliando no cumprimento das metas de transição energética. O artigo ainda destaca o potencial do Ceará no desenvolvimento do hidrogênio renovável, em especial pela disponibilidade de infraestrutura do *hub* do Porto do Pecém, vista como uma vantagem competitiva para a implementação do *blend* de hidrogênio renovável e GN.

A produção de hidrogênio renovável, utilizando eletricidade gerada por fontes renováveis, tem sido identificada como uma solução promissora para armazenar energia e fornecer flexibilidade ao sistema energético (DINCER; ACAR, 2015). O hidrogênio produzido pode ser utilizado como combustível em usinas termoelétricas, oferecendo uma forma de energia de backup que pode ser acionada quando a geração renovável é insuficiente (NOSE *et al.*, 2018). A utilização de hidrogênio em turbinas a gás representa uma alternativa viável às fontes fósseis, contribuindo para a redução das emissões e aumentando a confiabilidade do sistema energético.

Trabalhos como de Skordoulias *et al.* (2022), AlRafea *et al.* (2016), e Xiao *et al.* (2020) ampliam as possibilidades abordadas neste trabalho e comprovam as inúmeras perspectivas de aplicação do H<sub>2</sub>V no setor de geração de energia. A tecnologia atual de queimadores de caldeiras de geração de vapor já permite a aplicação do hidrogênio na conversão de combustível em usinas termoelétricas tradicionais que operam com combustível de origem fóssil. Conforme *case* estudado em SIEMENS (2023) é apresentada a primeira turbina a gás do mundo a operar integralmente com hidrogênio como combustível. Possibilidades de incrementos de soluções de armazenamento de energia também podem ser objeto de estudo de viabilidade, assim como feito em (MALUENDA *et al.*, 2023).

Para Pan *et al.* (2020), a possibilidade de integração de sistemas de produção e armazenamento de hidrogênio com fontes de energia geradas a partir de geração solar e eólica favorece o enfrentamento aos desafios impostos pela intermitência destas fontes. Um modelo híbrido de armazenamento de energia com dois modos de operação foi estabelecido no sistema integrado eletricidade-hidrogênio para obter a complementaridade intradiária e interdiária de energia.

Em Nogueira *et al.* (2023), são estudadas possibilidades de sistemas de armazenamento de energia para prover flexibilidade extra à rede elétrica. Bombeamento de água para uso em hidroelétricas, sistemas de ar comprimido, armazenamento térmico e armazenamento baseado em hidrogênio são soluções consideradas na análise.

Em Xiao *et al.* (2020), é proposto um sistema de produção de energia eólica e H<sub>2</sub>V que pode participar tanto do mercado de eletricidade quanto do mercado de hidrogênio, através do armazenamento e comercialização. A estratégia operacional do sistema considera a incerteza nos preços da energia eólica e da eletricidade. Uma abordagem de otimização estocástica baseada em cenários é empregada para estudar a operação do sistema. O problema operacional é convertido em um problema de programação linear. O *solver* de otimização Gurobi é usado para obter a solução global

ideal.

Widera (2020), cita o *case* da ilha norueguesa de Utsira, que operou entre os anos de 2004 e 2008 uma planta piloto visando analisar as possibilidades de redução de custos e otimização de soluções técnicas visando validar a estratégia de operação. Este foi o primeiro caso de uso combinado de energia eólica e produção de hidrogênio em escala real do mundo.

Nos estudos de Maluenda *et al.* (2023), é proposto um modelo estocástico de otimização da operação de um sistema GSF-Battery Energy Storage Systems (BESS)-Eletrolisador, participando do mercado de energia intradiário e do dia seguinte, com capacidade de prover serviços anciliares. Os autores desenvolveram um modelo de otimização que aproveita os recursos de flexibilidade do sistema para melhorar seu desempenho energético, em que além de fornecer regulação ao sistema também é produzido H<sub>2</sub>V.

Em Egeland-Eriksen e Sartori (2024) é analisado um sistema hidrogênio-eólico capaz de planejar a produção de H<sub>2</sub>V com base nas previsões de vento e no preço da eletricidade. Os autores analisaram 11 cenários distintos a partir de banco de dados de 10 anos de velocidade de ventos e preços de eletricidade para avaliar a efetividade do sistema de controle quando aplicado na análise do custo nivelado do hidrogênio - LCOH.

Na otimização de sistemas integrados que combinam geração fotovoltaica, armazenamento de eletricidade e produção de hidrogênio, cabe a aplicação de técnicas avançadas de otimização, como a MILP. Conforme Shi *et al.* (2017), estudos recentes mostram que técnicas de programação linear pode efetivamente modelar e resolver problemas complexos de alocação de recursos e operação de sistemas energéticos. O uso de MILP permite considerar múltiplos objetivos, como a maximização dos ganhos financeiros e a eficiência energética, enquanto lida com restrições operacionais e econômicas.

Melo (2022) utiliza modelos de otimização tipo MILP para minimizar custos

operacionais de consumidores de energia. O autor considera fatores de incerteza como geração intermitente, curva de consumo e preços no mercado e energia.

Em Dufo-Lopez *et al.* (2007) é proposta uma nova estratégia de abordagem de controle para sistemas híbridos de energia renovável autônomo com armazenamento do hidrogênio. Os autores utilizam Algoritmos Genéticos (AG) para obter a operação otimizada do sistema com base na redução de custos e na obtenção da maior vida útil do sistema.

Uma proposta de abordagem coexistente de MILP e teoria dos jogos aplicado ao mercado de eletricidade *peer-to-peer* é proposta em (IZANLO *et al.*, 2024). Na análise, os autores se valem das ferramentas para facilitar a interação entre compradores e vendedores em um jogo projetado no qual os compradores propõem o preço e os vendedores determinam a quantidade de energia que desejam vender. No estudo, a função objetivo é o bem-estar social total, representado pela combinação do excedente líquido dos compradores e dos lucros dos vendedores. A otimização MILP foi adotada para maximizar a função objetivo.

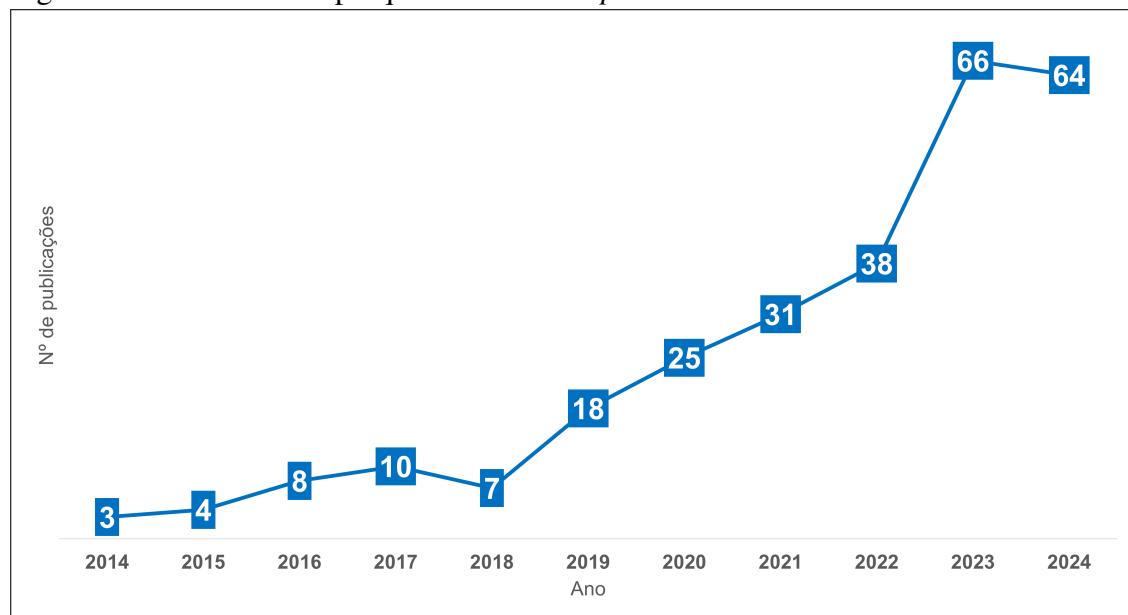
Embora a literatura existente forneça uma base sólida para a análise de sistemas energéticos integrados, há uma necessidade contínua de modelos de otimização que considerem simultaneamente a variabilidade das fontes renováveis, o armazenamento de energia e a produção de hidrogênio. Muitos estudos se concentram em aspectos isolados desses sistemas, sem abordar a interação entre todas as suas componentes de maneira integrada e otimizada. Este trabalho visa preencher essa lacuna ao propor um modelo MILP que integre todos esses elementos, oferecendo uma abordagem abrangente para maximizar o desempenho e a eficiência financeira de sistemas multi-energéticos integrados.

Em suma, a combinação de técnicas de otimização avançadas com a integração de geração renovável, armazenamento e produção de hidrogênio representa um campo promissor para o avanço da sustentabilidade energética e da eficiência econômica.

A análise das práticas atuais e a identificação das lacunas na literatura ressaltam a importância e a relevância do presente estudo na busca por soluções inovadoras e eficazes para o setor energético.

No gráfico apresentado na Figura 4 são exibidos os dados da quantidade de trabalhos de produção científica amostrada entre os anos de 2014 e 2024 que tratam de estudos relacionados as seguintes palavras-chave combinadas: *optimization, hydrogen, power plant, renewables, energy storage*.

Figura 4 – Resultados da pesquisa na base *Scopus*



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na pesquisa para elaboração desta base de dados foram concentradas as referências a geração solar fotovoltaica. Os métodos de otimização por AG e Otimização por Enxame de Partículas (PSO) não foram considerados na pesquisa.

## 1.8 Estrutura do trabalho

O primeiro capítulo deste trabalho, além de definir os objetivos da pesquisa, é dedicado a uma abordagem acerca do papel das energias renováveis no contexto das mudanças climáticas. O hidrogênio verde é inserido nesta conjuntura como uma solução promissora para a descarbonização de alguns setores da economia. Ainda neste capítulo os objetivos do trabalho são estabelecidos, bem como apresentados os trabalhos relacionados ao tema abordado nesta dissertação, posicionando este estudo no contexto e apresentando as contribuições aqui disponíveis.

Na seção 2 é apresentado um respaldo teórico que abrange características do cenário energético do Brasil. Neste panorama, alinhado com os objetivos do trabalho, é feita uma contextualização das tecnologias de produção de hidrogênio. Além disso, como base para a análise do hidrogênio como combustível, é realizado um estudo das técnicas de geração de energia a partir de usinas termelétricas e analisado o espaço do hidrogênio como combustível em projetos modernos de turbinas a gás.

O capítulo 3 da dissertação detalha o processo de coleta, análise e tratamento dos dados utilizados para modelar o problema proposto. Essa seção é fundamental para estabelecer a base empírica do estudo, assegurando que as informações consideradas sejam relevantes e precisas. A metodologia adotada para a manipulação dos dados é apresentada claramente, permitindo a compreensão das etapas que levaram à construção do modelo de otimização MILP.

O capítulo 4 desta dissertação apresenta os resultados da modelagem, esclarecendo as análises de cada cenário proposto. São discutidos os impactos das diferentes configurações do sistema multi-energético na maximização dos ganhos financeiros e na eficiência energética, validando as hipóteses formuladas. Os resultados fornecem percepções valiosas sobre o comportamento do modelo em relação às variações de preços no mercado de eletricidade e hidrogênio verde.

O capítulo 5 desta dissertação trará as conclusões do trabalho e apresentará propostas para futuras pesquisas. Nele, serão discutidas possíveis extensões da modelagem, como a abordagem estocástica e a análise de ciclos térmicos mais eficientes, além de soluções inovadoras como a co-queima de hidrogênio e gás natural.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

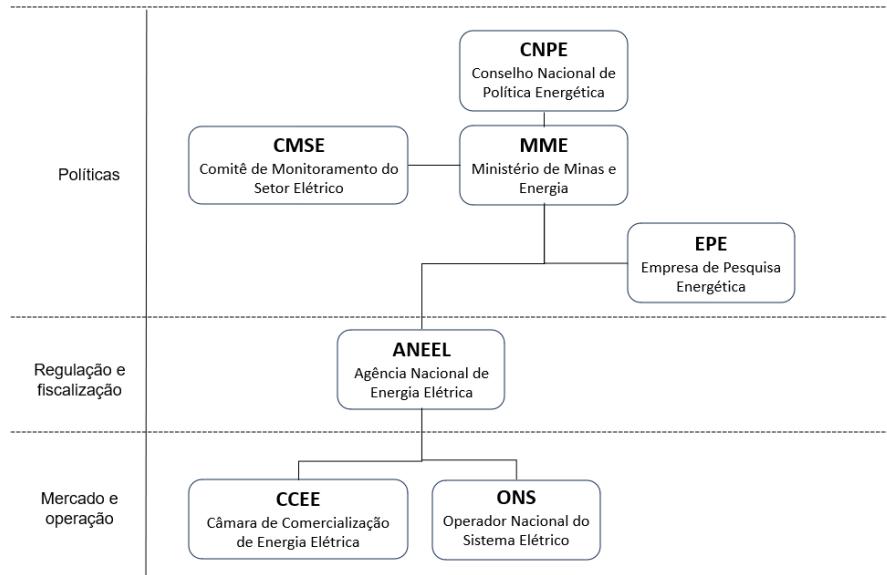
### 2.1 Estrutura do organizacional do setor elétrico no Brasil

A estrutura do setor elétrico brasileiro é formada por diferentes entidades, cada uma com suas atribuições específicas. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), como agência reguladora, é responsável por estabelecer as diretrizes e normas para o setor, incluindo regras de comercialização, tarifação e qualidade do serviço. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), por sua vez, coordena a operação do sistema elétrico nacional, garantindo o equilíbrio entre oferta e demanda em tempo real. Já a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica é responsável pela contabilização e liquidação financeira das transações de energia elétrica no mercado. Na CCEE são realizados os registros dos contratos de compra e venda de energia, tanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL) como no Ambiente de Contratação Regulado (ACR). A organização estrutural dos principais órgãos e agência que compõem o setor elétrico nacional são mostrados na Figura 5.

A seguir são exibidos os agentes e suas principais características, segundo (DACHERY, 2020):

- **Conselho Nacional de Política Energética (CNPE):** Atua com o papel de assessoramento à Presidência da República e tem como principais atribuições a formulação de políticas e diretrizes de energia que garantam o suprimento de insumos energéticos. O CNPE é responsável pela revisão periódica das matrizes energéticas disponíveis nas várias regiões do país, além disso, define diretrizes de importação e exportação de petróleo e gás natural.
- **Conselho de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE):** Instituído pela lei 10.848, de 2004, ao órgão cabe a avaliação e monitoramento da continuidade e segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional.
- **MME:** Conduz as políticas energéticas do país. Suas principais obrigações incluem

Figura 5 – Estrutura Institucional do Setor Elétrico Brasileiro



Fonte: Elaborado pelo autor.

a formulação e a implementação de políticas para o setor energético, conforme as diretrizes definidas pelo CNPE.

- **Empresa de Pesquisa Energética (EPE):** Criada em 2004 pela lei n.º 10.847, é uma empresa pública vinculada ao Ministério de Minas e Energia, cuja finalidade é prestar serviços na área de estudo e pesquisa que servem de base para o planejamento do setor energético.
- **ANEEL:** Autarquia, criada por meio da Lei n.º 9.427/1996 e do Decreto n.º 2.335/1997, tem como prerrogativa de regulação do setor elétrico brasileiro. O órgão é vinculado ao MME, e tem como principais funções regular e fiscalizar a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no Brasil. Também faz parte das atribuições da ANEEL a definição de políticas e diretrizes do Governo Federal, estabelecimento de tarifas, dirimir divergências entre os agentes e promover outorgas de concessão, permissão e autorização de empreendimentos e serviços de energia elétrica, por delegação do Governo Federal (ANEEL, 2019).
- **CCEE:** Responde pela estruturação da comercialização de energia. Tem como

funções principais a administração de contratos e a realização da liquidação do mercado de curto prazo. A realização de leilões de compra e venda de energia também estão a cargo da CCEE.

- **ONS:** Opera, supervisiona e controla a geração de energia elétrica. Também é papel do ONS a garantia do atendimento a carga, otimização dos custos e manutenção da confiabilidade do sistema elétrico.

## 2.2 Abertura do mercado de eletricidade no Brasil

O Brasil figura hoje como 41º país em um *ranking* global que considera a liberdade do consumidor de energia, em comparação com outras 55 nações, segundo a Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (ABRACEEL). A evolução de seis posições no *ranking*, quando comparado ao ano de 2023, se justifica, além de outros fatores, pela publicação da portaria 50/2022 do MME que autorizou todos os consumidores de energia elétrica em alta e média tensão a migrarem ao mercado livre (ABRACEEL, 2024). O Brasil passou à frente de países como Argentina, Colômbia, Guatemala, Panamá, Peru e Uruguai. As primeiras posições de liberdade do consumidor de energia elétrica são ocupadas, respectivamente, por Japão, Coreia do Sul e Alemanha.

A Tabela 3 apresenta o histórico recente das reformas do setor elétrico brasileiro, iniciadas na década de 1990, detalha que houve uma motivação em função da necessidade de modernização e adequação às novas tendências globais de desregulamentação e privatização. A abertura do mercado visava promover a competição, reduzir os custos e aumentar a eficiência na produção, transmissão e distribuição de energia elétrica. A promulgação da Lei n.º 9.074/95 foi um ponto de inflexão nesse processo, introduzindo conceitos como a separação entre geração, transmissão e distribuição, além da criação de mecanismos de contratação livre, onde consumidores com carga igual ou superior a 10.000 kW, tinham a liberdade de negociar a compra de sua energia elétrica com produtores independentes, estabelecendo-se assim o início do Mercado Livre de

Energia no país (SILVA, 2023).

As regras vigentes para a comercialização de energia elétrica no Brasil estão dispostas no Decreto n.º 5.163/2004. O documento estabelece ambos os segmentos de comercialização: o ACR e o ACL. No ambiente livre as transações de energia elétrica ocorrem por meio de contratos bilaterais, onde são detalhados os termos negociados como preço da energia, fonte de energia, período de fornecimento, entre outros.

Tabela 3 – Principais marcos regulatórios do mercado de comercialização de energia elétrica no Brasil

<b>Marco regulatório</b>	<b>Data</b>	<b>Deliberação</b>
Lei n.º 9.074/1995	1995	Consumidores com carga igual ou maior que 10.000 kW poderiam negociar a compra de energia com produtores independentes, marcando o início do mercado livre de energia.
Decreto n.º 5.163/2004	30/07/2004	Estabeleceu ambos os segmentos de comercialização de energia: ACR e ACL.
Projeto de Lei (PL) 1.917/2015 e Projeto de Lei do Senado (PLS) 232/2016	2015 e 2016	Modernização e expansão do mercado livre de energia, definindo novos requisitos de carga para a elegibilidade dos consumidores.
Portaria MME n.º 514/2018	27/12/2018	Definição de novos requisitos de carga para o acesso ao mercado livre de energia: 2.500 kW a partir de 01/07/2019 e 2.000 kW a partir de 01/01/2020.

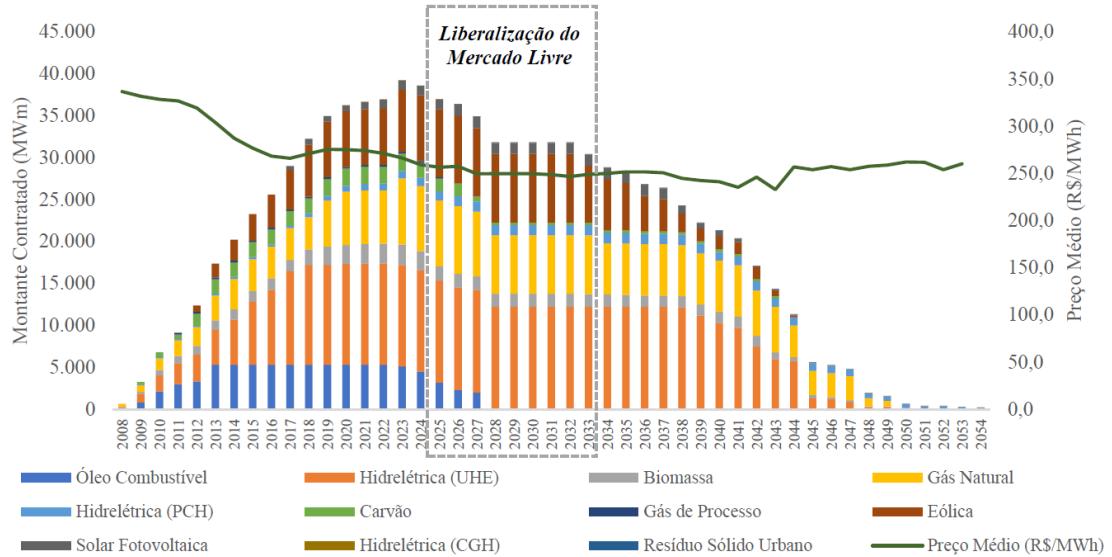
<b>Regulatório</b>	<b>Data</b>	<b>Deliberação</b>
Portaria MME n.º 50/2022	28/09/2022	Concedeu ao consumidor do grupo A, o direito de escolha do fornecedor de energia elétrica.
Portaria MME n.º 314/2019	07/08/2019	Ampliação do acesso ao mercado livre de energia, com redução progressiva dos requisitos de carga para os consumidores.
Marco de 01/01/2023	01/01/2023	Consumidores com carga maior ou igual a 500 kW podem optar pela compra de energia elétrica no ACL.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Passadore (2023) argumenta que os contratos de longa duração firmados entre os agentes geradores e as distribuidoras podem dificultar o planejamento de atendimento a carga, podendo até levar a um desequilíbrio entre o montante contratado e à carga a ser atendida, sendo o preço da contratação de energia um fator definidor do ritmo de migração para o mercado livre.

Ainda, de acordo com Passadore (2023), o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) e Mecanismo de Venda de Excedente (MVE) são ferramentas que permitem a gestão de portfólio das distribuidoras. A partir dos dados representados pela Figura 6, que mostra a distribuição por fonte do montante de energia contratado por meio de leilão no ACR, a autora discorre uma análise a respeito dos desafios da abertura do mercado de energia no contexto brasileiro e conclui haver um limite para o atendimento à migração sem provocar desequilíbrio contratual. Por outro lado, a latência na migração sugere que os próximos anos serão de oportunidades para a expansão total do mercado livre.

Figura 6: Evolução da contratação de energia pelas distribuidoras



Fonte: (PASSADORE, 2023).

### 2.3 Mercado de eletricidade no Brasil

Para Castro e Brandão (2021), o modelo atual de comercialização de energia no mercado atacadista brasileiro foi concebido com bases sólidas no mercado regulado. O mercado livre, criado em 1999, há cerca de 25 anos, era um ambiente desregulado onde grandes corporações compravam quantidades significativas de energia de grandes geradoras.

Com o passar dos anos, o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) protagonizou mudanças, como descritas na seção 2.2 deste trabalho. Tais mudanças elevaram o patamar de protagonismo do mercado livre de energia, aumentando sua base de consumidores, comercializadoras e até empresas do mercado financeiro, que passaram a operar por meio de especulação e financiamento.

Reducir a exposição ao risco dos agentes no mercado livre pode coibir a alavancagem excessiva, diminuindo o risco de insolvência. Quando a insolvência ocorre, ela impacta negativamente todos os participantes do mercado.

Os contratos expressos em garantias físicas no Mercado de Curto Prazo (MCP) podem, em condições hidrológicas adversas, movimentar montantes financeiros elevados sem que haja garantia compatível com os riscos inerentes a este cenário. Como resultado disso, o MCP é caracterizado por inadimplência e elevado nível de judicialização (CASTRO; BRANDÃO, 2021).

Ao trabalhar na abordagem dos conceitos de liberalização de mercado é natural que se faça uma associação com menor regulação. Esta condição oferece maior autonomia aos agentes de mercado e requer uma estrutura de mercado sólida e de maior robustez e exige dos participantes deste mercado maior capacidade de análise de cenários de risco e supervisão financeira para conter danos causados por possível inadimplência.

## **2.4 Matriz elétrica do Brasil**

A matriz elétrica brasileira se destaca no cenário global por sua predominância de fontes renováveis, especialmente a hidrelétrica, que correspondeu a cerca de 59% da capacidade instalada em 2023 e já ultrapassou este número no ano de 2024. Além disso, o Brasil tem avançado significativamente em energias eólica e solar, que juntas representam mais de 30% da matriz elétrica nacional.

Em todo o mundo, apesar de estarem em crescimento, as FRE ainda ocupam uma posição menor, com destaque para a energia eólica, solar e biomassa que, em conjunto, respondem por aproximadamente 15% da produção mundial.

Essa diferença reflete as características sociopolíticas e econômicas de cada contexto. O Brasil, com vastos recursos hídricos, implementou políticas de incentivo à energia limpa desde os anos 1970, visando a independência energética e a redução de emissões.

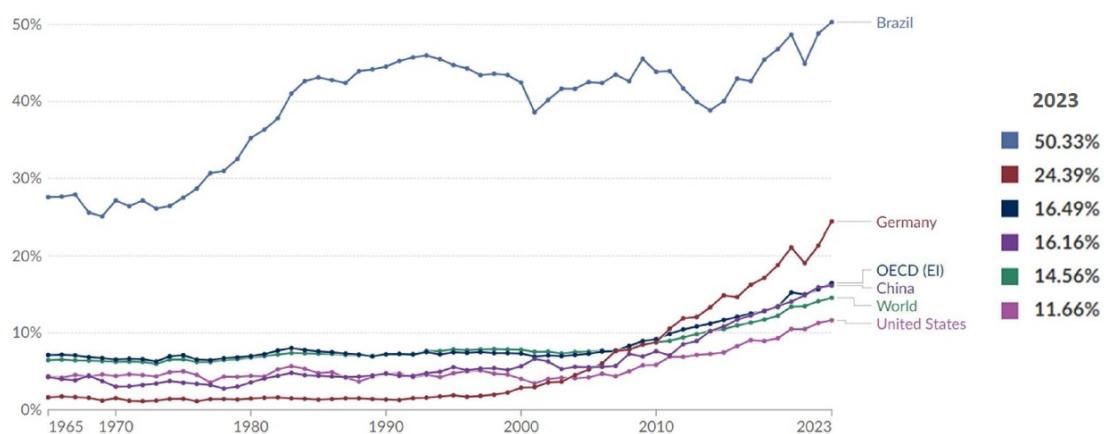
Mesmo com avanço de outras fontes renováveis, ainda há uma enorme dependência da energia hidrelétrica no Brasil, expondo-nos a riscos relacionados às mudanças climáticas e à variabilidade hidrológica. Períodos de seca podem afetar

severamente a geração de energia, como observado na crise hídrica de 2021.

A participação das energias renováveis no consumo de energia primária varia entre países, dependendo da disponibilidade de recursos naturais e das políticas energéticas. No Brasil, a energia hidrelétrica domina, com um crescimento significativo de eólica, solar e biomassa, resultando em um alto percentual de renováveis no mix energético. Em contrapartida, Estados Unidos e China ainda dependem fortemente de combustíveis fósseis, embora estejam expandindo suas fontes renováveis. A Alemanha lidera na transição energética na Europa, mas enfrenta desafios com o fechamento de usinas nucleares. Nos países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), a adoção de renováveis é desigual, e globalmente, apesar do crescimento das energias renováveis, persistem desafios relacionados à infraestrutura.

A Figura 7 apresenta o Brasil como destaque no quesito participação das energias renováveis no consumo de energia primária, ou seja, a energia extraída diretamente de fontes naturais, antes de ser convertida ou transformada para uso final.

Figura 7: Participação das FRE no consumo de energia primária



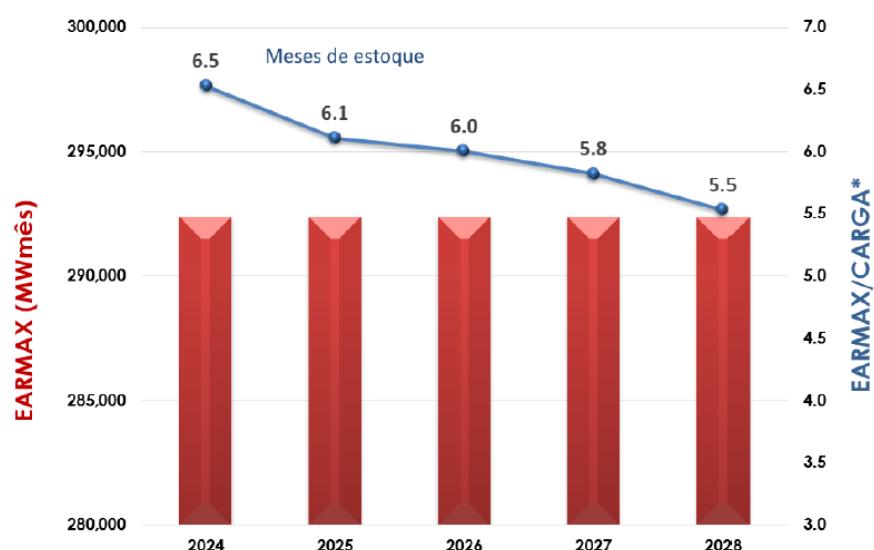
Fonte: Adaptado de (DATA, 2020)

Dados do ONS (2024) projetam uma queda na quantidade de meses de

energia garantida por meio do chamado grau de regulação, ou seja, o sistema hidroelétrico do Brasil terá sua autonomia reduzida, conforme mostra a Figura 8. Um bom grau de regulação significa que o sistema consegue manter uma geração estável de eletricidade, mesmo em anos de baixa pluviosidade.

Os dados mostram a projeção do ONS para os próximos quatro anos, que indica uma redução de um mês no estoque hídrico de energia elétrica do Brasil, reduzindo de 6,5 para 5,5 meses de armazenamento em relação à carga.

Figura 8: Projeção do ONS para estoque de energia em meses



Fonte: (ONS, 2024).

O crescimento das energias eólica e solar, bem como tecnologias de armazenamento, apresentam oportunidades para diversificação da matriz elétrica, redução da dependência hidrológica e aumento da segurança energética.

Em contraste, a matriz elétrica global ainda é amplamente dominada por fontes fósseis. Em 2023, o carvão, o gás natural e o petróleo juntos compunham aproximadamente 60% da geração elétrica mundial. Essa dependência reflete tanto a disponibilidade desses recursos quanto os interesses econômicos e geopolíticos, especialmente em países como China, Índia e Estados Unidos, que possuem grandes reservas

fósseis.

No entanto, a pressão internacional para mitigar as mudanças climáticas impulsiona uma transição gradual para energias renováveis, com a energia solar e eólica crescendo a taxas significativas.

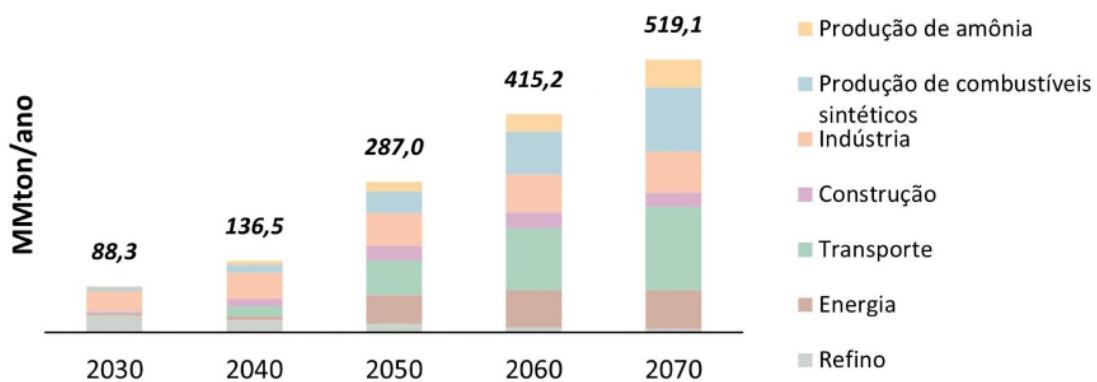
Fatores como o aumento da demanda por eletricidade, o custo da energia e a necessidade de enquadramento a requisitos ambientais mais rigorosos urge a transição para fontes de geração de energia livre de carbono. Além disso, os requisitos de sustentabilidade e descentralização das fontes são determinantes na elaboração de estratégias que favorecem a diversificação da matriz energética.

## **2.5 O hidrogênio renovável como vetor energético para a descarbonização**

Dados da Agência Internacional de Energia (IEA), publicados em Raimi *et al.* (2023), mostram que o consumo global de hidrogênio atingiu a marca máxima no ano de 2022. O consumo total alcançou o valor de 95 Mt naquele ano, superando em 3% o ano anterior (IEA, 2023a). Ainda segundo o mesmo relatório, menos de 0,1% da demanda vem de novas aplicações em indústrias pesadas, transporte ou geração de energia. Este montante sugere que a maioria da necessidade continua relacionada à indústria de refino e que o hidrogênio de baixo carbono vem sendo introduzido lentamente nas aplicações atuais, limitando-se a 0,7% da procura total. Estes números contribuem para o alcance da marca de mais de 900 Mt de emissões de CO<sub>2</sub> no ano de 2022 relativas à produção de hidrogênio.

A atual demanda global por hidrogênio é dominada por setores industriais, como a produção de amônia e refino de petróleo. Como forte candidato a protagonista na transição energética, estima-se que a demanda global por hidrogênio possa triplicar até 2050, impulsionada pelas metas de descarbonização e pelo crescente papel do hidrogênio como vetor energético. A Figura 9 traz dados da IEA com a projeção da demanda global de hidrogênio nas próximas décadas (IEA, 2020).

Figura 9: Projeção da demanda global de hidrogênio



Fonte: (IEA, 2020).

Conforme Balat (2008), mais de 99% da atual produção mundial de hidrogênio é oriunda de combustíveis fósseis. Na Tabela 4, é apresentada a produção global de hidrogênio por tipo de fonte, volume, vantagens e desvantagens.

Tabela 4: Produção global de hidrogênio por fonte

Fonte	Bilhões m³/ano	Participação (%)	Vantagens	Desvantagens
<b>Gás natural</b>	240	48%	Custo baixo; infraestrutura acessível	Impactos ambientais; emissões de GEE
<b>Óleo</b>	150	30%	Custo baixo; infraestrutura acessível	Alto impacto ambiental; emissões de GEE
<b>Carvão</b>	90	18%	Custo baixo; infraestrutura acessível	Emissões de CO <sub>2</sub> ; impacto ambiental na extração
<b>Eletrólise</b>	20	4%	Produção limpa com energia renovável	Custo elevado; eficiência baixa
<b>Total</b>	<b>500</b>	<b>100%</b>		

Fonte: Adaptado de (BURTON *et al.*, 2021).

Dados de Raimi *et al.* (2023) apontam que no ano de 2019 toda a produção de hidrogênio se deu a partir de combustíveis fósseis, centradamente nas reformas a vapor *Steam Methane Reforming* (SMR). Neste mesmo relatório, projeta-se que a produção de hidrogênio a partir de fontes fósseis deve reduzir de aproximadamente 60% para 28%

até o ano de 2050.

O uso de qualquer substância como combustível é diretamente relacionado à quantidade de energia que pode ser extraída durante a reação química. Poder calorífico é uma propriedade física que se refere a medida específica da quantidade de energia liberada na forma de calor quando um combustível é completamente queimado. Existem duas formas principais de poder calorífico: o Poder Calorífico Superior (PCS), que inclui a energia liberada e a energia associada à condensação do vapor de água formado, e o Poder Calorífico Inferior (PCI), que exclui a energia associada à condensação do vapor de água (SANTOS; SANTOS, 2005).

A Tabela 5 mostra as principais propriedades físicas do hidrogênio em comparação com outros combustíveis. Já a Tabela 6 mostra valores típicos de poder calorífico de alguns dos principais combustíveis.

Tabela 5: Propriedade físicas do hidrogênio

Propriedade	Hidrogênio	Comparação
Densidade (gasoso)	0,089 kg/m <sup>3</sup> (0 °C, 1 bar)	1/10 do gás natural
Densidade (líquido)	70,79 kg/m <sup>3</sup> (-253 °C, 1 bar)	1/6 do gás natural
Ponto de ebulação	-252,76 °C (1 bar)	90 °C abaixo do GNL
Energia por unidade de massa (PCI)	119,96 MJ/kg	2,5x do GN
Densidade de energia	0,01 MJ/L	1/3 do gás natural
Energia específica	8,5 MJ/L	1/3 do GNL
Velocidade da chama	346 cm/s	8x o metano
Faixa de ignição	4–77% no ar por volume	6x mais ampla que a do metano
Temperatura de autoignição	585 °C	220 °C para a gasolina
Energia de ignição	0,02 MJ	1/10 do metano

Fonte: Adaptado de (IEA, 2019).

O hidrogênio supera combustíveis usados em larga escala mundial como, por

Tabela 6: Comparação do poder calorífico de diferentes combustíveis

<b>Tipo de Combustível</b>	<b>Poder Calorífico Inferior (MJ/kg)</b>	<b>Poder Calorífico Superior (MJ/kg)</b>
Hidrogênio gasoso	119,96	141,88
Gás natural	47,13	52,21
Petróleo bruto	42,68	45,53
Gasolina	43,44	46,52
Diesel	42,78	45,76
Carvão	22,73	23,96
Etanol	26,95	29,84
Metanol	20,09	22,88

Fonte: Adaptado de (OLABI *et al.*, 2021).

exemplo, gasolina e gás natural no quesito quantidade de energia interna armazenada, habilitando-o como potencial combustível para o setor de transporte. Por outro lado, o hidrogênio carrega consigo outras propriedades que o credencia para aplicações variadas, especialmente por sua capacidade de ser comprimido, liquefeito ou transformado em combustíveis à base de hidrogênio (IEA, 2019).

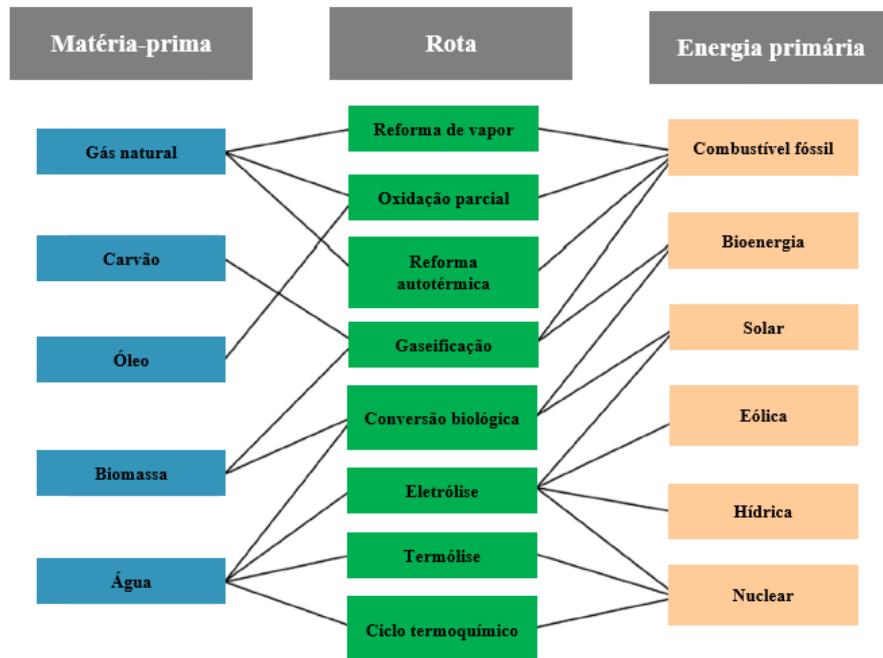
## 2.6 Rotas e tecnologias de produção de hidrogênio

Em Castro *et al.* (2023b) é realizada uma revisão de literatura acerca das rotas tecnológicas do hidrogênio sob aspectos técnicos, econômicos e ambientais. Os autores estudam as principais técnicas de produção de hidrogênio, analisam as principais características dos eletrolisadores do ponto de vista de consumo e eficiência e ainda elaboram uma classificação do hidrogênio com base em cores, conforme a tecnologia de produção utilizada.

Para TEAM (2003), os processos de produção de hidrogênio podem ser divididos em três rotas tecnológicas principais: eletrolíticas, térmicas e fotolíticas, das quais se subdividem outros sete processos principais. As tecnologias de produção de hidrogênio também podem ser classificadas consoante a matéria-prima utilizada, seja

ela de origem fóssil ou renovável (NAZIR *et al.*, 2020; NIKOLAIDIS; POULLIKKAS, 2017). As Figuras 10 e 11 mostram, respectivamente, as principais rotas e matérias-primas e as fontes de energia mais usadas.

Figura 10: Principais rotas e matérias-primas



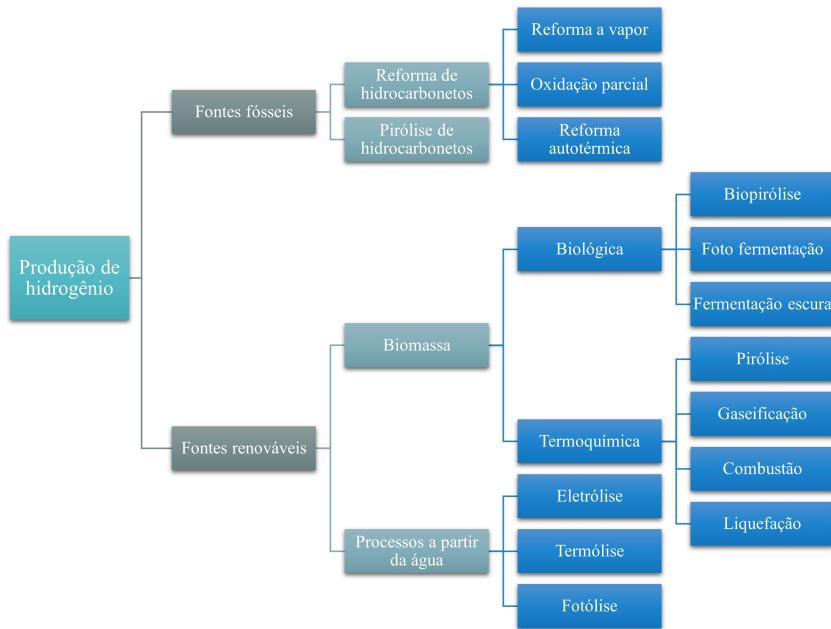
Fonte: Adaptado de (JI; WANG, 2021).

A produção de hidrogênio pode ser realizada por diversas rotas tecnológicas, cada uma com suas próprias características, vantagens e desafios. Entre as mais utilizadas está a reformação a vapor de hidrocarbonetos, que, embora eficiente, gera significativas emissões de CO<sub>2</sub>, necessitando de tecnologias de captura e armazenamento de carbono.

Ji e Wang (2021) estabelecem a relação entre rotas, matérias-primas e energia primária. Os autores defendem que o hidrogênio será, gradualmente, substituto dos combustíveis fósseis, contribuindo para o controle de emissões de GEE e alterações da temperatura global.

A eletrólise da água, especialmente quando alimentada por fontes renováveis, é uma rota promissora para a produção de hidrogênio verde, mas enfrenta desafios de

Figura 11: Fontes de energia mais utilizadas para produção de hidrogênio



Fonte: Adaptado de (NIKOLAIDIS; POULLIKKAS, 2017; KALAMARAS; EFSTATHIOU, 2013).

custo e eficiência.

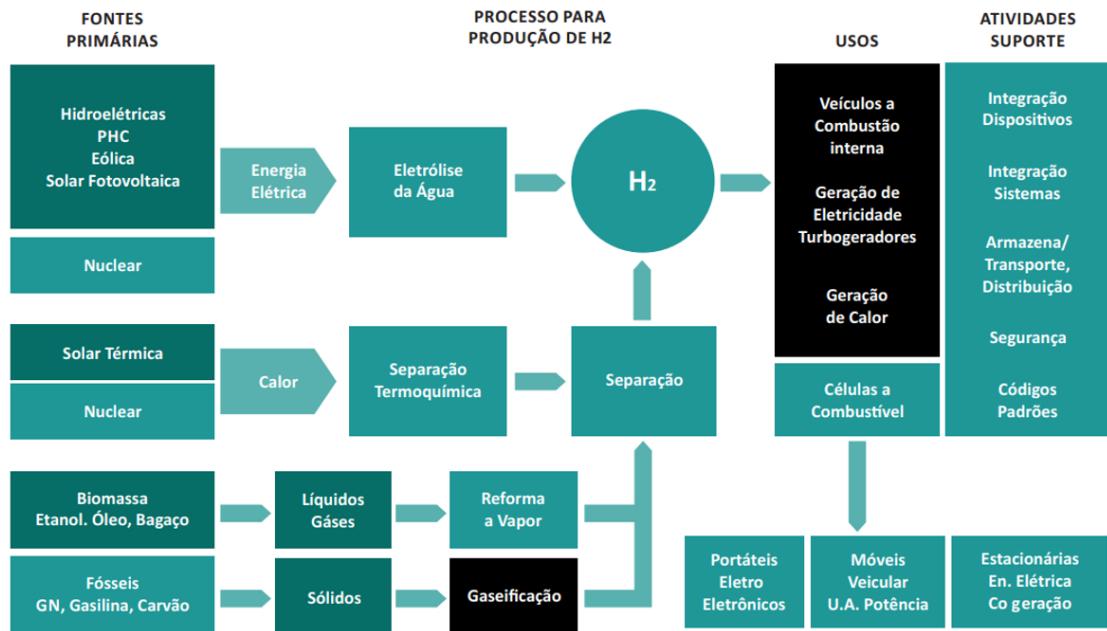
A gasificação de carvão e de biomassa transforma estes materiais em gás de síntese, com destaque para a biomassa ao oferecer um potencial carbono neutro. A pirolise de hidrocarbonetos, que decompõe metano em hidrogênio e carbono sólido sem emissões diretas de  $CO_2$ , e os ciclos termoquímicos, que utilizam calor para dividir a água, são métodos inovadores ainda em desenvolvimento.

A produção de hidrogênio a partir de energia nuclear, chamada de hidrogênio rosa ou amarelo, aproveita o calor gerado por reatores nucleares para processos termoquímicos ou eletrólise de alta temperatura, oferecendo uma rota sem emissões de carbono, embora enfrentando desafios relacionados à segurança e ao gerenciamento de resíduos.

Essas diversas rotas tecnológicas são essenciais para atender à crescente demanda por hidrogênio e apoiar a transição para uma economia de baixo carbono. Na Figura 12 são exibidas as relações entre as rotas tecnológicas de produção e uso do

hidrogênio.

Figura 12: Representação esquemática de rotas tecnológicas para obtenção de hidrogênio



Fonte: Adaptado de (ENERGÉTICA, 2021).

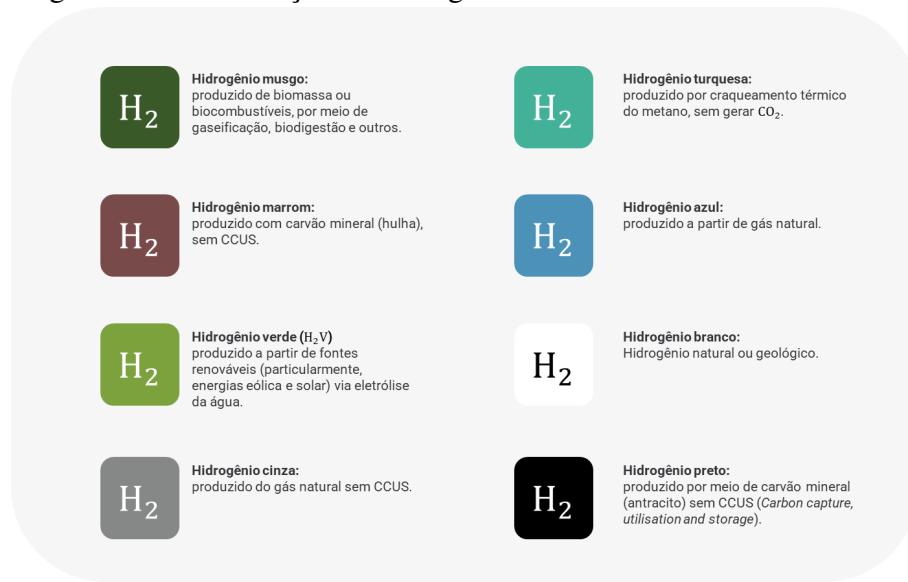
As diferentes formas de obtenção do hidrogênio são frequentemente definidas como rotas, facilitando o entendimento da tecnologia empregada e determina claramente a metodologia empregada, bem como estabelece se há ou não tecnologias de Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono (CCUS).

O hidrogênio é comumente diferenciado quanto ao seu método de obtenção como produto final por meio de uma classificação por cores, diretamente relacionado ao método adotado em sua produção (PIEGAS, 2001; IEA, 2019). De acordo com Nelson *et al.* (2020), para definir a classificação do tipo de produção de hidrogênio através da nomenclatura de cores, deve-se considerar a matéria-prima do hidrogênio, a entrada de energia no processo de produção e o tratamento das emissões de carbono que surjam em decorrência do processo de transformação.

O hidrogênio renovável é uma categoria mais ampla que inclui não apenas o hidrogênio verde, mas também outras formas de produção de hidrogênio que utilizam recursos renováveis, como biomassa, resíduos orgânicos, dentre outros. Embora o hidrogênio renovável possa envolver emissões de carbono durante o processo de produção (dependendo da técnica e do manejo do carbono liberado), ele ainda é considerado parte da categoria renovável por utilizar recursos que podem ser reabastecidos continuamente. O hidrogênio renovável, por vezes, é encontrado na literatura como hidrogênio de baixo carbono.

Para IEA (2019), há lacunas na literatura acerca de uma taxonomia definitiva e robusta para hidrogênio produzido por outras rotas tecnológicas. Os autores questionam o rigor técnico do uso das cores para a definição do hidrogênio por rotas tecnológicas. Na Figura 13 é apresentada a classificação mais aceita pela literatura existente.

Figura 13: Classificação do hidrogênio em escala de cores



Fonte: Adaptado de (THYMOS, 2023).

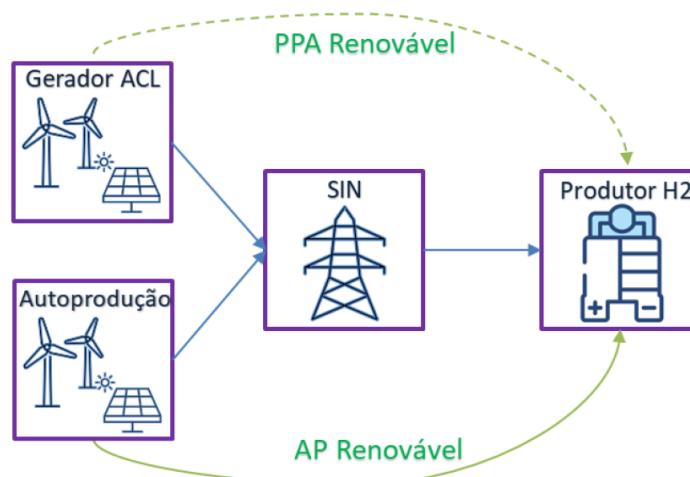
Com esta definição, as abordagens sobre hidrogênio verde (H<sub>2</sub>V) associam-se aquele gerado com o uso exclusivo de energia renovável por meio da eletrólise da

água, ou seja, sem emissão de carbono.

## 2.7 O hidrogênio verde no contexto brasileiro

No contexto brasileiro, a regra de caracterização do hidrogênio como verde é definida nos termos do “Manual para Certificação de Hidrogênio”, documento elaborado e publicado em 2022 pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE, 2023).

Figura 14: Classificação da modalidade de certificação do hidrogênio produzido



Fonte: (CCEE, 2023).

Ainda conforme CCEE (2023),

tanto o Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente de Contratação Livre (CCEAL) como a autoprodução, terão energia proveniente de uma fonte renovável. A CCEE irá realizar uma verificação periódica da energia elétrica gerada e consumida pelo Produtor de  $H_2$ . O  $H_2$  produzido será certificado como hidrogênio de fonte renovável, proporcional a energia renovável consumida no CCEAL somada a da Autoprodução no período. Caso a energia verificada não tenha sido suficiente, e o Produtor de  $H_2$  tenha eventualmente consumido energia fora do CCEAL e da Autoprodução, a parcela proporcional de  $H_2$  será certificado como hidrogênio parcialmente renovável.

A configuração analisada neste trabalho se enquadra no caso 1.3 do manual

da CCEE. Nesta categoria, o produtor de hidrogênio está conectado diretamente ao SIN e deve manter ativo com alguma comercializadora ou geradora um CCEAL. Além disso, dispõe de autoprodução de energia renovável, conforme ilustrado na Figura 14.

Nos critérios estabelecidos pela CCEE para a classificação, é definida uma correlação temporal. Isso significa que, mensalmente ou a cada três meses, realiza-se a quantificação da energia utilizada e da quantidade de hidrogênio produzido para a emissão do certificado. A Tabela 7 resume os casos possíveis.

Tabela 7: Critérios da CCEE para certificação de hidrogênio verde

Caso	Descrição	Critérios Principais
1.1	Conectado ao SIN com CCEAL de FRE	CCEAL com energia 100% de FRE. Certificação proporcional à energia renovável consumida
1.2	Conectado ao SIN com autoprodução de FRE	Gera sua própria energia renovável e está conectado ao SIN. Certificação depende da proporção de energia gerada e consumida
1.3	Conectado ao SIN com CCEAL (PPA) + Autoprodução	Certificação proporcional à soma das energias do CCEAL e da autoprodução consumida
2	Conexão direta com autoprodução de FRE ( <i>off-grid</i> )	Toda a produção de H <sub>2</sub> é certificada como renovável

Fonte: (CCEE, 2023)

### 2.7.1 *Tecnologias térmicas*

As tecnologias térmicas de produção de hidrogênio são as que se apresentam mais atrativas sob o aspecto econômico, as principais são: reforma a vapor de hidrocarbonetos, oxidação parcial, gaseificação e pirólise de biomassa (CASTRO *et al.*, 2023b). Estas estratégias envolvem processos que utilizam calor para converter matéria-prima em hidrogênio e são amplamente utilizadas devido a sua eficiência e capacidade de produção em larga escala.

A produção de hidrogênio a partir do gás natural é frequentemente realizada através da reforma. Esse processo pode ser executado por três métodos: a reforma a vapor, que utiliza água como fonte de hidrogênio e oxidante; a oxidação parcial, que emprega o oxigênio do ar como oxidante; ou a reforma autotérmica, também denominada *Autothermal Reforming* (ATR), que combina ambos os métodos anteriores (IEA, 2019).

A Tabela 8 mostra os dados do ano de 2021 referente participação dos processos de reforma a vapor para produção de hidrogênio.

Tabela 8: Distribuição dos processos de reforma a vapor na produção de hidrogênio

<b>Processo</b>	<b>Fonte de Carbono</b>	<b>Tipo de Processo</b>	<b>Participação de Mercado (%)</b>
Reforma a Vapor (SMR)	GN, GLP	Endotérmico	76%
Oxidação Parcial	GN, Óleo Combustível	Exotérmico	9%
Reforma Autotérmica	GN, GLP	Misto	8%
Pirólise de Hidrocarbonetos	GN, Petróleo	Endotérmico	7%

Fonte: Adaptado de (IEA, 2021).

### 2.7.2 *Tecnologias fotolíticas*

Para Abreu *et al.* (2022), processo fotolítico pode ser classificado em duas principais modalidades: a fotoeletrolítica, que se refere à decomposição da água mediante exposição à radiação solar, e a fotobiológica, que utiliza o metabolismo de microrganismos fotossensíveis, como algas e bactérias, para a geração de hidrogênio a partir da incidência de luz.

Uma das principais técnicas fotolíticas é a fotólise da água. Esta técnica consiste no uso da luz solar para promover a quebra das moléculas de água ( $H_2O$ ) em

hidrogênio ( $H_2$ ) e oxigênio ( $O_2$ ). Para a fotólise ocorrer, é necessário um photocatalisador suspenso na água. Esse photocatalisador é geralmente um material semicondutor capaz de absorver a luz e gerar cargas (elétrons e buracos<sup>1</sup>) necessárias para as reações de oxidação e redução (CENTURION *et al.*, 2022).

De acordo com Castro *et al.* (2023b),

a decomposição photoeletrolítica da água é considerada, sob os aspectos de eficiência e custo, um processo promissor para a produção de  $H_2$  a partir de fontes renováveis, entretanto ela ainda se encontra em fase experimental. O processo está baseado na utilização de semicondutores (photoeletrodos) que absorvem a radiação solar e proporcionam uma tensão suficiente para a decomposição da água em  $O_2$  e  $H_2$ . O processo depende do material semicondutor utilizado e da intensidade da radiação solar

O processo de produção de hidrogênio por decomposição fotobiológica se encontra em fase inicial de experimentação e não apresenta, até então, potencial escalável, sendo o rendimento máximo obtido na fase experimental de 10% (KALAMARAS; EFSTATHIOU, 2013; NIKOLAIDIS; POULLIKKAS, 2017).

### **2.7.3 *Tecnologias eletrolíticas***

O processo de eletrólise é realizado a partir de um dispositivo denominado eletrolisador, que envolve a decomposição de uma substância por meio da passagem de corrente elétrica através dela. No caso específico da eletrólise da água, o processo de decomposição eletroquímica da molécula de água ( $H_2O$ ) em seus elementos constituintes, hidrogênio ( $H_2$ ) e oxigênio ( $O_2$ ), é um dos pilares da eletroquímica. Essa reação redox não ocorre de maneira espontânea, ou seja, requer um aporte de energia externa para ocorrer.

---

<sup>1</sup> Buracos é um conceito abstrato que representa a ausência de elétrons em uma órbita específica. Essa ausência pode ocorrer quando um elétron se move para uma órbita superior, deixando um “buraco” na órbita inferior.

O eletrolisador consiste em dois eletrodos (ânodo e cátodo) imersos em um eletrólito (geralmente uma solução aquosa de hidróxido de potássio ou hidróxido de sódio). Quando uma corrente elétrica contínua é aplicada aos eletrodos, ocorre a eletrólise, resultando na produção de hidrogênio no cátodo e oxigênio no ânodo. A tensão mínima entre ânodo e cátodo, necessária para a eletrólise da água, depende da tecnologia empregada, do tempo de vida da célula, concentração do eletrólito e da temperatura. Valores acima de 0,95 V podem já ser suficientes para permitir a reação (EL-SHAFIE, 2023).

Segundo Ursúa *et al.* (2012), a eletrólise da água pode ser dividida em quatro principais tecnologias, cada uma com características específicas que a tornam adequada para diferentes aplicações e condições operacionais. As aplicações dedicadas à produção de hidrogênio se concentram nas tecnologias Eletrólise Alcalina (AEC), Membrana de Troca de Próton (PEM), SOEC e AEM, do inglês *Anion Exchange Membrane*.

Na Tabela 9 são apresentados alguns dados que relacionam as tecnologias mais comumente empregadas na obtenção de hidrogênio a partir do processo de eletrólise da água.

Tabela 9: Comparação das tecnologias disponíveis de eletrólise da água

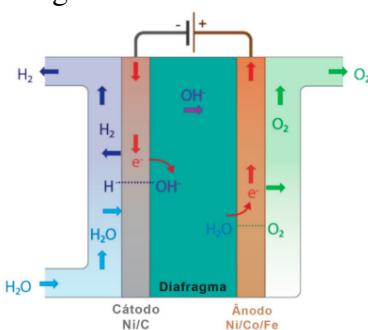
Especificação	Alcalina	PEM	SOEC	AEM
Maturidade da tecnologia	Madura	Comercial	P&D	P&D
Temperatura da célula (°C)	65-100	70-90	900-1000	50-70
Pressão da célula (bar)	25-30	1-30	<30	<30
Densidade de corrente (mA/cm <sup>2</sup> )	200-500	2000-2500	300-1000	200-500
Tensão da célula (V)	1,8-2,4	1,8-2,2	0,95-1,3	1,8-2,2
Consumo específico de energia (kWh/Nm <sup>3</sup> )	4,5-7,5	4,8-7,5	2,5-3,5	4,8-5,2
Produção de hidrogênio (Nm <sup>3</sup> /h)	<760	0,265-30	<40.000	0,25-1
Vida útil do stack (horas)	10.000	20.000	NA	NA
Pureza do hidrogênio (%)	99,3-99,9	99,99	—	99,99
Custo de capital (€/kW)	1000-1200	860-2320	>2000	NA

Fonte: Adaptado de (EL-SHAFIE, 2023).

### 2.7.3.1 Eletrólise alcalina

Utiliza uma solução de hidróxido de potássio ( $KOH$ ) ou hidróxido de sódio ( $NaOH$ ) com uma concentração aproximada de 40% como eletrólito. A tecnologia alcalina é a mais madura e amplamente utilizada, com custos relativamente baixos e eficiência que varia entre 60% e 80% (CAMARGO, 2021). As reações ocorrem em eletrodos submersos no eletrólito, sendo a água reduzida no cátodo e oxidada no ânodo.

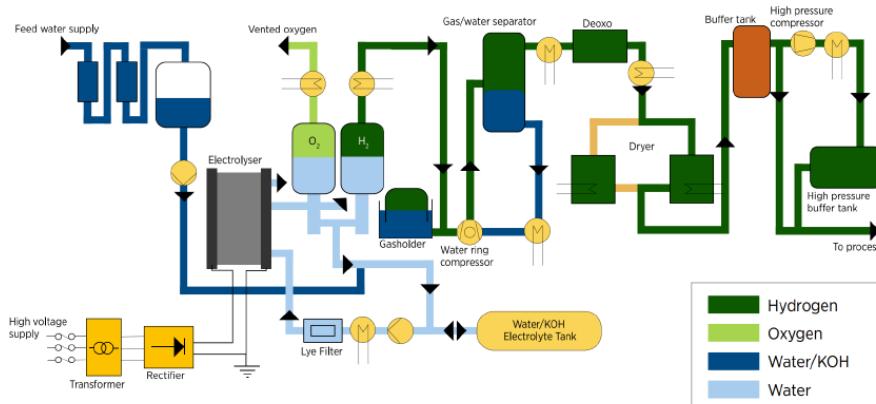
Figura 15: Tecnologia alcalina de eletrólise de água



Fonte: (PEREIRA, 2022).

O fluxograma do processo para eletrólise alcalina é representado na Figura 16.

Figura 16: Diagrama de fluxo de processo para um eletrolisador alcalino



Fonte: (IEA, 2019).

Para Carmo *et al.* (2013), embora a eletrólise alcalina seja uma tecnologia já evoluída e com alto grau de aplicabilidade, ainda enfrenta desafios que limitam sua adoção em larga escala. Entre os principais problemas estão: a baixa faixa de carga parcial, devido à difusão cruzada dos gases através do diafragma, que resulta na presença de oxigênio no cátodo e hidrogênio no ânodo, reduzindo a eficiência; a densidade de corrente restrita, causada pelas elevadas perdas ôhmicas no eletrólito líquido e no diafragma; e a baixa pressão de operação, que se deve à dificuldade de operar em pressões elevadas com o eletrólito líquido.

#### *2.7.3.2 Eletrólise por Membrana de Troca Protônica (PEM)*

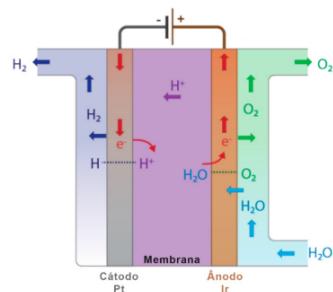
Usa uma membrana de polímero condutor de prótons para separar os eletrodos. Esta tecnologia oferece alta eficiência (entre 70% e 85%) e alta densidade de corrente, tornando-a adequada para aplicações que requerem alta pureza do hidrogênio e resposta rápida. O principal desafio está no custo elevado do catalisador, geralmente feito de platina.

A membrana PEM permite a condução de prótons do ânodo para o cátodo enquanto permanece impermeável aos gases gerados (hidrogênio e oxigênio), essa característica impede a mistura dos gases e melhora a segurança e a eficiência do sistema. Além disso, a membrana contribui para a alta eficiência da célula, pois é capaz de operar a temperaturas relativamente altas e com alta densidade de corrente.

Eletrolisador tipo PEM se difere dos alcalinos, pois possui eletrólito sólido e uma membrana de Nafion para conduzir os íons de hidrogênio, conforme mostrado na Figura 17.

Eletrolisadores concebidos a partir de membrana PEM se destacam por produzir hidrogênio com uma pureza elevada, frequentemente superior a 99,999%. Essa pureza o habilita para aplicações que exigem hidrogênio de alta qualidade, como em células de combustível e diversos processos industriais (CASTRO *et al.*, 2023b).

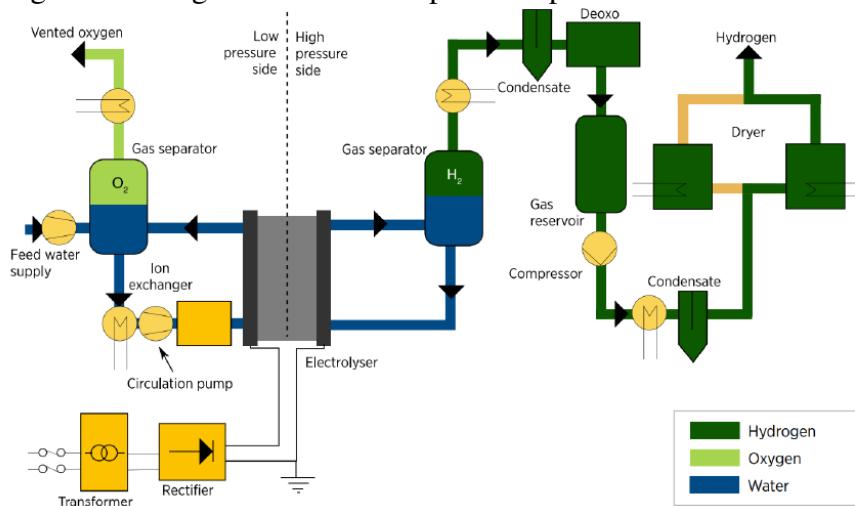
Figura 17: Tecnologia PEM de eletrólise de água



Fonte: (PEREIRA, 2022).

Na Figura 18 é exibido o fluxograma do processo para eletrólise PEM.

Figura 18: Diagrama de fluxo de processo para um eletrolisador PEM



Fonte: (IEA, 2019).

Eletrolisadores que utilizam a tecnologia de membrana de troca de prótons são capazes de responder rapidamente às variações na demanda de energia, o que os torna uma escolha ideal para integração com fontes de energia renovável intermitentes, como solar e eólica. Sua rápida adaptação a mudanças na oferta de energia ajuda a equilibrar a produção de hidrogênio e a garantir um fornecimento estável e confiável (NIKOLAIDIS; POULLIKAS, 2017; KALAMARAS; EFSTATHIOU, 2013).

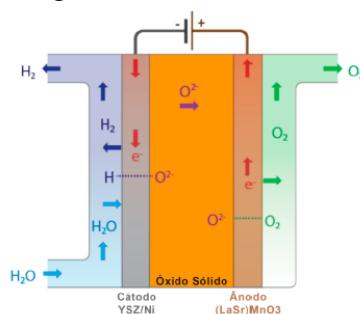
Este tipo de tecnologia pode operar em temperaturas que variam entre 70 e 90 °C e densidade de corrente de 2000 mA/cm<sup>2</sup> (EL-SHAFIE, 2023; VINCENT; BESSARABOV, 2018).

#### 2.7.3.3 Eletrólise por Células de Óxido Sólido (SOEC)

Eletrolisadores equipados com membranas cerâmicas ou óxidos sólidos (SOEC), representado na Figura 19, são caracterizados por operarem em temperaturas elevadas. Nesses dispositivos as membranas ou óxidos sólidos lidam com temperaturas entre 600 e 800 °C. A tecnologia se destaca economicamente por utilizar parte da energia necessária proveniente do calor residual de outros processos, resultando em um consumo reduzido de energia elétrica (CASTRO *et al.*, 2023b).

Durante o processo eletroquímico, a água ( $H_2O$ ) é oxidada para formar oxigênio ( $O_2$ ), íons de hidrogênio ( $H^+$ ) e elétrons ( $e^-$ ). Os íons hidrogênio e os elétrons se combinam para produzir hidrogênio gasoso ( $H_2$ ). Em resumo, a água é decomposta em oxigênio e hidrogênio usando eletricidade, com o calor elevado ajudando a reduzir o consumo elétrico.

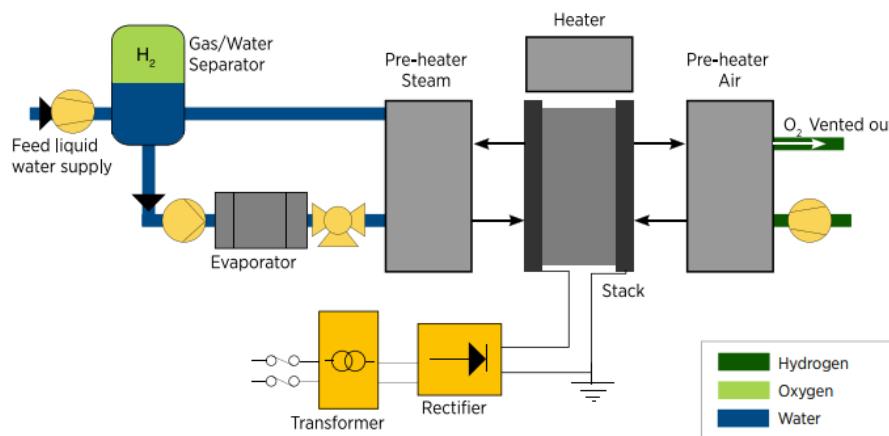
Figura 19: Tecnologia SOEC de eletrólise de água



Fonte: (PEREIRA, 2022).

O fluxograma de processo para a técnica SOEC pode ser visualizado na Figura 20.

Figura 20: Diagrama de fluxo de processo para um eletrolisador SOEC



Fonte: (IEA, 2019).

De acordo com (PINHEIRO, 2023), uma das limitações deste processo de eletrólise é a elevada taxa de degradação dos eletrolisadores SOEC, resultante das altas temperaturas operacionais, comprometendo a vida útil do equipamento. Atualmente, esses eletrolisadores são produzidos em escala de quilowatts, enquanto os eletrolisadores alcalinos e do tipo PEM alcançam produção em escala de megawatts.

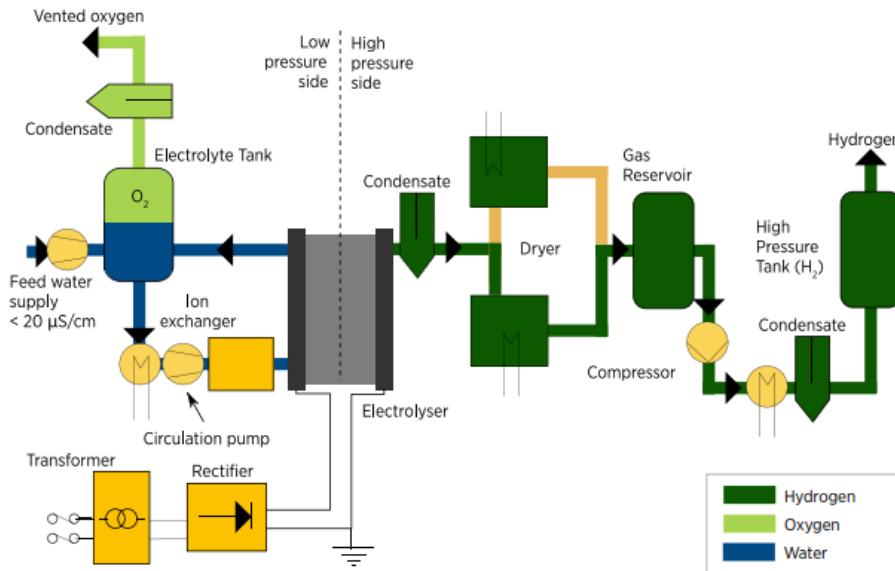
#### 2.7.3.4 Eletrólise por AEM

A eletrólise por membrana de troca de ânions é uma tecnologia emergente para a produção de hidrogênio verde. Neste processo, a água é decomposta em hidrogênio e oxigênio utilizando eletricidade. A característica principal do AEM é a membrana condutora de ânions ( $\text{OH}^-$ ) que separa o ânodo e o cátodo, permitindo a condução seletiva desses íons.

Conforme IEA (2019), trata-se de uma tecnologia ainda imatura e, portanto, possui informações limitadas. Os eletrolisadores AEM têm conceitos de design de sistema semelhantes aos dos eletrolisadores PEM.

O fluxograma de processo para a técnica AEM pode ser visualizado na Figura 21.

Figura 21: Diagrama de fluxo de processo para um eletrolisador AEM



Fonte: (IEA, 2019).

A Tabela 10 traz a faixa de consumo de energia e eficiência para cada tipo de eletrólise.

Tabela 10: Eficiência típica e consumo de eletricidade para tipo de eletrólise

Tipo de Eletrólise	Consumo por kg de $H_2$ (kWh)	Eficiência Típica (%)
Alcalina	44,5 - 55,6	62 - 82
PEM	50,1 - 61,3	70 - 85
SOEC	33,4 - 44,5	70 - 85
AEM	44,5 - 55,6	60 - 70

Fonte: (PINHEIRO, 2023; AGENCY, 2020; YANG *et al.*, 2019; EL-SHAFIE, 2023).

## 2.8 Geração termelétrica

A geração de eletricidade a partir de usinas termelétricas tem como princípio a conversão de energia térmica em energia mecânica para acionamento do eixo de um gerador, que converte energia mecânica em eletricidade, baseado na indução de força eletromotriz. A energia térmica pode ser obtida através da queima de combustíveis

radioativos, combustíveis fósseis, como o carvão ou GN, ou ainda a partir de combustíveis renováveis, como biomassa, por exemplo (TOLMASQUIM *et al.*, 2016).

ARRIETA *et al.* (2004) classifica as máquinas térmicas a gás com pistão (motor de combustão interna e alternativos) e máquinas sem pistão, como o caso de turbinas a gás, as quais são concebidas termodinamicamente a partir do ciclo Brayton.

Usinas Termelétricas (UTEs) são estruturas de grande relevância em termos de segurança energética, garantindo fornecimento contínuo e estável de eletricidade, especialmente durante picos de demanda, podendo assim serem caracterizadas como geração de base. As UTEs equilibram o sistema elétrico, complementando fontes intermitentes como solar e eólica.

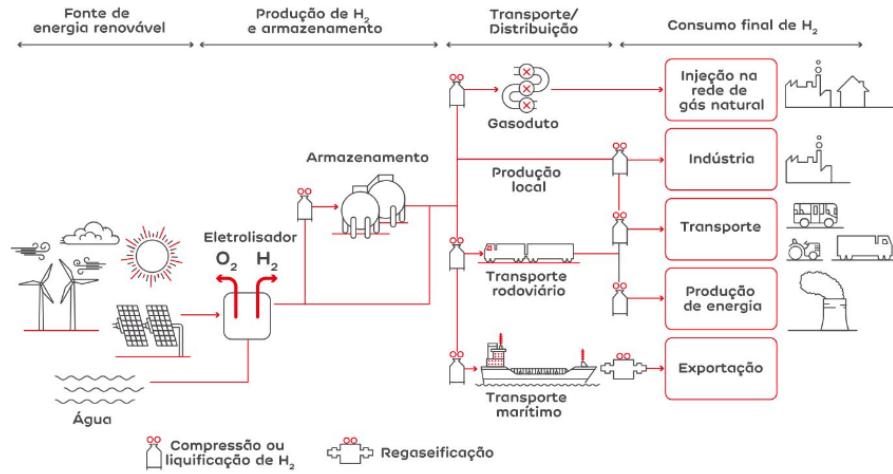
Sem fugir do fato que usinas de geração térmica tradicionais compõem o grupo de atividades que contribuem para a emissão de GEE, a integração do H<sub>2</sub>V pode se apresentar como solução eficaz na redução da parcela de combustíveis fósseis, tornando a geração de energia mais sustentável. A combinação de flexibilidade operacional e tecnologias emergentes posiciona as termelétricas como um ator relevante na transição gradual para um futuro energético mais limpo e sustentável. As inúmeras possibilidades de integração do hidrogênio como vetor energético, incluindo a geração termelétrica, são ilustradas na Figura 22.

### **2.8.1 Classificação das termelétricas**

Ciclo termodinâmico pode ser definido como uma sequência de processos pelos quais um sistema passa e retorna a sua condição inicial, resultando em uma parcela de trabalho útil extraído pelo sistema. Ao longo destes processos, há troca de calor e variação de energia interna, impactando na eficiência do ciclo.

As usinas termelétricas permitem diferentes variações de combustível para a obtenção da eletricidade como produto final. O gerador, responsável pela conversão de energia mecânica em eletricidade, pode ser acionado por diferentes tipos de máquinas

Figura 22: Rotas de produção e uso do H<sub>2</sub>V



Fonte: (EDP, 2022).

térmicas, operando em diferentes ciclos termodinâmicos.

Para o estudo necessário neste trabalho, onde o objetivo é analisar ciclos termodinâmicos aplicados em usinas de geração térmica, serão apresentados os ciclos Rankine, Brayton e ciclo combinado, que consiste em uma configuração que combina os ciclos Rankine e Brayton.

#### 2.8.1.1 Ciclo Rankine

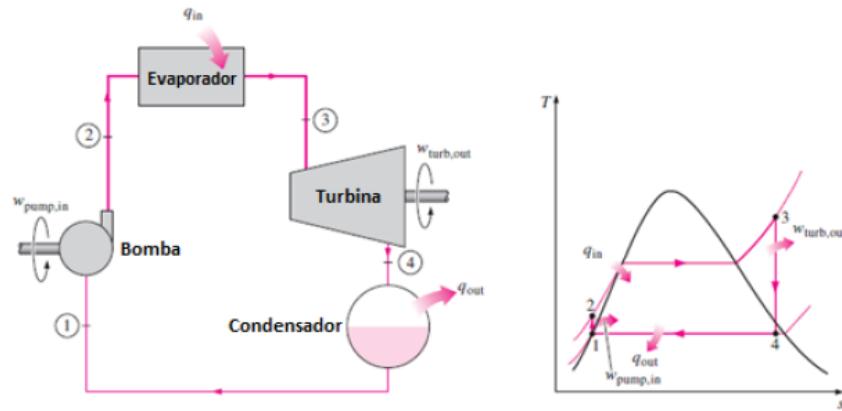
Conforme Cengel *et al.* (2011), o ciclo Rankine é o ciclo termodinâmico ideal empregado para descrever e analisar as plantas ou sistemas de potência a vapor. O ciclo é assim denominado em homenagem a William John Macquorn Rankine (1820 – 1872), físico e engenheiro escocês e um dos fundadores da ciência da termodinâmica.

Para Wylen *et al.* (1994), o ciclo Rankine se apresenta apropriado para geração de potência tendo a água como fluido de trabalho. Este é o ciclo termodinâmico mais utilizado na geração de eletricidade (TOLMASQUIM *et al.*, 2016).

As máquinas térmicas que operam conforme as propriedades deste ciclo são classificadas como máquinas de adição externa de calor, proveniente de fontes diversas,

como solar térmica, combustão, nuclear, geotérmica, entre outras (TCHANCHE *et al.*, 2011). A Figura 23 mostra os equipamentos básicos de uma planta com a configuração do ciclo Rankine e seu respectivo diagrama temperatura-entropia.

Figura 23: Diagrama T-s do ciclo Rankine



Fonte: (SILVA; GALLEGOS, ).

Na Figura 23, é possível verificar a representação do ciclo e o diagrama de temperatura em função da entropia (diagrama T-s) do ciclo Rankine:

- Processo 1-2: Compressão isentrópica realizada por bomba d'água;
- Processo 2-3: Adição de calor a pressão constante. O fluido ganha temperatura, muda de fase e gera vapor que será expandido na turbina;
- Processo 3-4: Expansão isentrópica. O vapor é expandido na turbina e gira o rotor da turbina acoplada em um gerador elétrico;
- Processo 4-1: Rejeição de calor a pressão constante.

Em Dirzo e Casarín (2009) é analisado o uso do hidrogênio como combustível auxiliar para operar no ciclo Rankine. Os autores sustentam que um aumento no gradiente de temperatura e, consequentemente, elevação na eficiência do ciclo, atingiu-se uma eficiência de ciclo de 50%, ante 34%, valor clássico para este tipo de configuração.

### 2.8.1.2 Ciclo Brayton

Uma turbina a gás é formada, resumidamente, por um conjunto de três equipamentos: compressor, câmara de combustão e a turbina propriamente dita. Esta configuração forma o ciclo termodinâmico a gás denominado Brayton<sup>2</sup> ideal básico.

Segundo Tolmasquim *et al.* (2016),

as turbinas a gás, diferentemente das turbinas a vapor, não necessitam de um fluido intermediário de trabalho. A energia térmica do combustível é convertida em energia mecânica no eixo da turbina, por meio dos gases quentes que saem da câmara de combustão. Termodinamicamente, as turbinas a gás baseiam-se no ciclo Brayton. Podem operar com circuito aberto, utilizado na maioria das turbinas, ou fechado.

Termelétricas de turbina a gás que operam em ciclo aberto são as mais recomendadas para atendimento de picos de demanda, em função de sua característica de partida rápida. Este ciclo é considerado o modelo ideal para geração de energia sob o aspecto de ciclo termodinâmico que operam com gás por processo de combustão (IDRISSA; BOULAMA, 2019).

Em uma turbina a gás, a admissão do ar para a formação da mistura com o combustível se dá em condição ambiente ou refrigerado. A ação do compressor entrega um ar com maior pressão e temperatura. Após ganhar pressão e temperatura, o ar é injetado na câmara de combustão e adicionado o combustível. Na combustão há aumento de temperatura, enquanto a pressão é mantida, portanto, há aumento no volume da mistura. No último estágio do processo, os gases quentes a alta pressão exercem trabalho mecânico e acionam a turbina de potência. Os gases de escape ainda têm uma quantidade significativa de energia, que pode ser aproveitada em ciclos combinados ou para aquecimento de outros fluidos em processos variados.

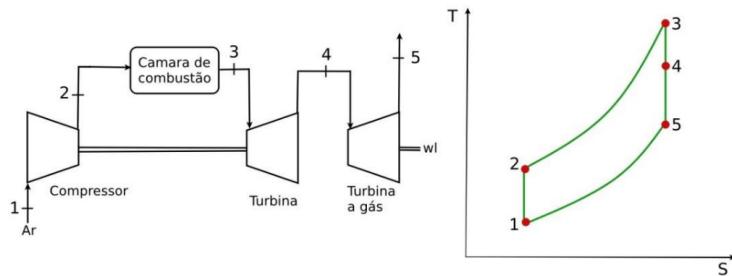
---

<sup>2</sup> George Brayton foi um engenheiro mecânico e inventor americano que viveu no século XIX. Ele é conhecido por desenvolver um motor de combustão interna inovador que usava um ciclo de pressão constante.

A Figura 24 mostra a representação do ciclo e o diagrama T-s do ciclo termodinâmico Brayton básico, constituído a partir dos seguintes processos ideais:

- Processo 1-2: Compressão adiabática-isentrópica (compressor);
- Processo 2-3: Adição isobárica de calor (câmara de combustão);
- Processo 3-4-5: Expansão adiabática-isentrópica (turbinas a gás). Do ponto 3 a 4 para acionamento do compressor e de 4 a 5 para gerar trabalho;
- Processo 5-1: Cessão isobárica de calor (atmosfera).

Figura 24: Diagrama T-s Brayton básico

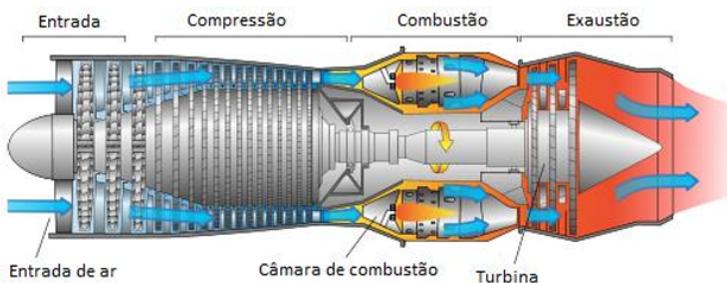


Fonte: (WANKE, 2019).

O ciclo Brayton pode operar em temperaturas mais elevadas, quando comparado com o ciclo Rankine, aumentando, portanto, as eficiências térmicas potenciais (DUNHAM; IVERSON, 2014). A condição de operação em temperaturas superiores resulta em uma quantidade de energia térmica relevante despejada no ambiente em forma de calor residual. Desse modo, é possível canalizar esta energia, que não é aproveitada diretamente na turbina e direcioná-la a um processo auxiliar, reduzindo a perda de calor e elevando a eficiência do ciclo. Desta estratégia deriva configurações distintas, como o ciclo combinado, por exemplo.

A Figura 25 apresenta um visão em corte dos principais componentes de uma turbina a gás.

Figura 25: Componentes básicos de uma turbina a gás



Fonte: (TOLMASQUIM *et al.*, 2016).

### 2.8.1.3 Ciclo combinado

Um ciclo combinado consiste em dois ou mais ciclos arranjados de forma que um possa reaproveitar calor rejeitado de outro, melhorando o desempenho do conjunto. Na configuração mais comum, o primeiro ciclo é o ciclo Brayton, responsável pela geração da maior parte da energia na turbina a gás (WANKE, 2019). A principal característica do ciclo combinado é o ganho de eficiência em função do acoplamento térmico de múltiplos ciclos.

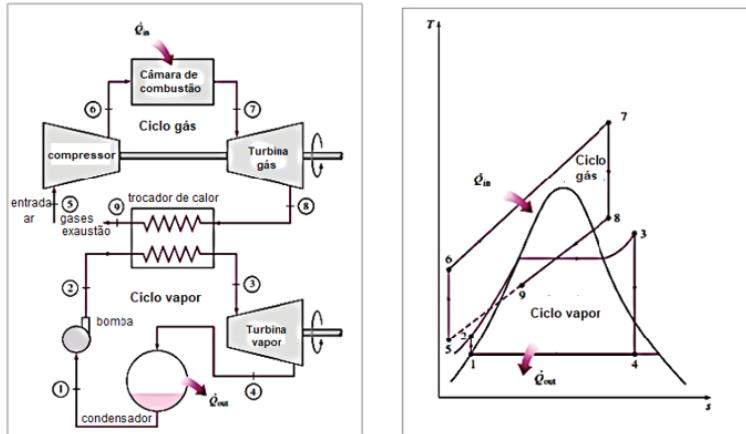
Usinas termelétricas que operam na configuração de ciclo combinado, ou também denominadas de ciclo fechado, são comumente concebidas através da combinação de uma turbina a gás acoplada a uma turbina a vapor. Usinas em ciclo combinado são sistemas mais modernos e eficientes, tendo o gás como o combustível predominante (LORA *et al.*, 2004).

Nesta configuração, os gases oriundos da exaustão da turbina a gás, que seriam despejados na atmosfera quando se opera no ciclo Brayton aberto, agora são reaproveitados e direcionados para uma caldeira de recuperação para geração de vapor. Este vapor é aplicado em uma turbina que pode operar em ciclo Rankine tradicional. Variações do ciclo combinado são possíveis como, por exemplo, as configurações em série, paralelo e série/paralelo.

A Figura 26 mostra a configuração típica de um ciclo combinado simplifi-

cado.

Figura 26: Configuração do ciclo combinado simples



Fonte: (RAYAPROLU, 2009).

Conforme ARRIETA *et al.* (2004), usinas termelétricas a gás, operando em ciclo aberto, possuem eficiência térmica entre 36% e 39%. No entanto, com a aplicação de ciclo combinado uma termelétrica pode alcançar eficiência entre 60% e 63% (ANGELINO, 1967; LORA *et al.*, 2004; ISHIKAWA *et al.*, 2008). O ganho de eficiência se dá pela capacidade de recuperação de calor, a partir da combinação da geração a gás e a vapor.

A gestão da temperatura de entrada dos gases em uma turbina é decisiva em seu rendimento. O aumento da temperatura na entrada de gases admitidos pela turbina contribui diretamente para o ganho de eficiência do conjunto. Por outro lado, aumento de temperatura acarreta elevação de níveis de emissão de Óxido de Nitrogênio (NOx) e maior risco de desgastes dos componentes internos da turbina (IEA, 2012).

## 2.9 Hidrogênio como combustível no setor de geração termelétrica

### 2.9.1 Princípios da queima de hidrogênio

O hidrogênio possui estrutura molecular diatômica ( $H_2$ ), é um gás incolor, inodoro e altamente inflamável. Suas propriedades físico-químicas incluem uma alta densidade energética por massa e uma temperatura de ignição relativamente baixa, tornando-o eficiente para combustão. A queima de hidrogênio produz exclusivamente água, eliminando emissões de dióxido de carbono e outros poluentes. No entanto, seu baixo ponto de ebulação (-252,87 °C) e alta difusividade apresentam desafios no armazenamento e transporte. Além disso, a pequena molécula de  $H_2$  pode facilmente difundir-se com muitos materiais, exigindo tecnologias avançadas para seu uso seguro e eficiente como combustível em aplicações termelétricas, por exemplo (COX, 2018).

Segundo Ströhle e Myhrvold (2007), o hidrogênio apresenta características que se desviam significativamente das dos combustíveis convencionais, como o metano. A molécula de hidrogênio é extremamente leve, o que a torna altamente suscetível a processos de difusão molecular. Além disso, o hidrogênio é uma substância bastante reativa e possui uma ampla faixa de inflamabilidade. Essas propriedades resultam em uma alta velocidade de chama laminar quando o hidrogênio é misturado com ar.

As misturas de hidrogênio e ar atingem temperaturas adiabáticas relativamente elevadas, o que pode gerar excesso de  $NO_x$  na chama. Para mitigar essas emissões, é possível realizar a diluição da mistura com nitrogênio ou vapor. No entanto, essa abordagem reduz a eficiência do processo (STRÖHLE; MYHRVOLD, 2007).

Ainda de acordo com Ströhle e Myhrvold (2007), uma solução mais avançada para a redução de  $NO_x$  é a pré-mistura pobre<sup>3</sup> de combustível e ar. Embora essa técnica ajude a diminuir as emissões de óxidos de nitrogênio, ela também apresenta

---

<sup>3</sup> Mistura pobre refere-se a uma mistura de combustível e ar na qual a quantidade de ar é maior do que a proporção estequiométrica necessária para a combustão completa do combustível.

desvantagens, pois a alta reatividade e a velocidade da chama nas misturas pré-misturadas de hidrogênio e ar aumentam o risco de autoignição e *flashback*. Esses riscos precisam ser cuidadosamente gerenciados para garantir a segurança e a eficiência do processo.

### **2.9.2 Uso do hidrogênio como combustível em turbinas a gás**

Conforme mostrado em TURBINE (2020) e SIEMENS (2023), a atual tecnologia de turbina a gás já permite a aplicação de hidrogênio puro na queima direta em turbinas de geração de energia elétrica, geralmente aplicado por meio de combustão por difusão. Contudo, essa combustão ainda pode gerar emissões de NOx devido às altas temperaturas alcançadas.

As turbinas a gás e turbinas a hidrogênio, ambas equipadas com tecnologia de NOx baixo a seco, apresentam diferenças marginais em termos de eficiência térmica e produção de energia. Isso significa que a adaptação para hidrogênio não compromete significativamente o desempenho energético da turbina. Em Mitsubishi (2023), é realizado um estudo detalhado de queimadores *low NOx*, ou seja, queimadores com baixa emissão de Óxido de Nitrogênio, para aplicação nos projetos da Mitsubishi Power.

As turbinas a gás, já consolidadas em termos de tecnologia, podem ser uma ponte para a conversão em larga escala para uma matriz energética com menor emissão de GEE. Não se faz necessário se projetar ou fabricar turbinas completamente novas para receber o hidrogênio como combustível. A maioria das turbinas existentes no mercado, diante de modificações em queimadores e sistemas auxiliares, podem ser convertidas para operar parcial ou exclusivamente a hidrogênio (TURBINE, 2020).

Na Tabela 11 são apresentados alguns exemplos de modelos de turbinas que estão aptas para uso com hidrogênio apropriadas para a geração de energia elétrica. Os modelos citados, conforme informações dos fabricantes, já estão em operação comercial ou em estágio avançado de conclusão do projeto.

Tabela 11: Exemplos de modelos de turbinas comerciais aptas a operar 100% com hidrogênio

Fabricante	Modelo	Potência
Siemens Energy	SGT-400	11 MW
Ansaldo Energia	GT36	400 MW
GE	9HA.02 (HA-Class)	Até 570 MW
Mitsubishi Power	JAC (J-Series)	>700 MW
Baker Hughes	NovaLT16	16,5 MW

Fonte: Adaptado de (SIEMENS, 2023; ANSALDO, 2023; MITUBISHI, 2023; GE, 2023; HUGHES, 2023).

### 3 METODOLOGIA

A metodologia deste trabalho é estruturada em etapas sequenciais para a modelagem e otimização de um sistema multi-energético integrado. O objetivo da modelagem é maximizar o lucro no mercado de eletricidade e gás, considerando-se a produção, armazenamento e venda de energia elétrica e hidrogênio verde, produzido por meio de eletrólise da água, que pode ser comercializado como produto final ou derivados e ainda pode ser usado como combustível em uma turbina a gás para geração de eletricidade.

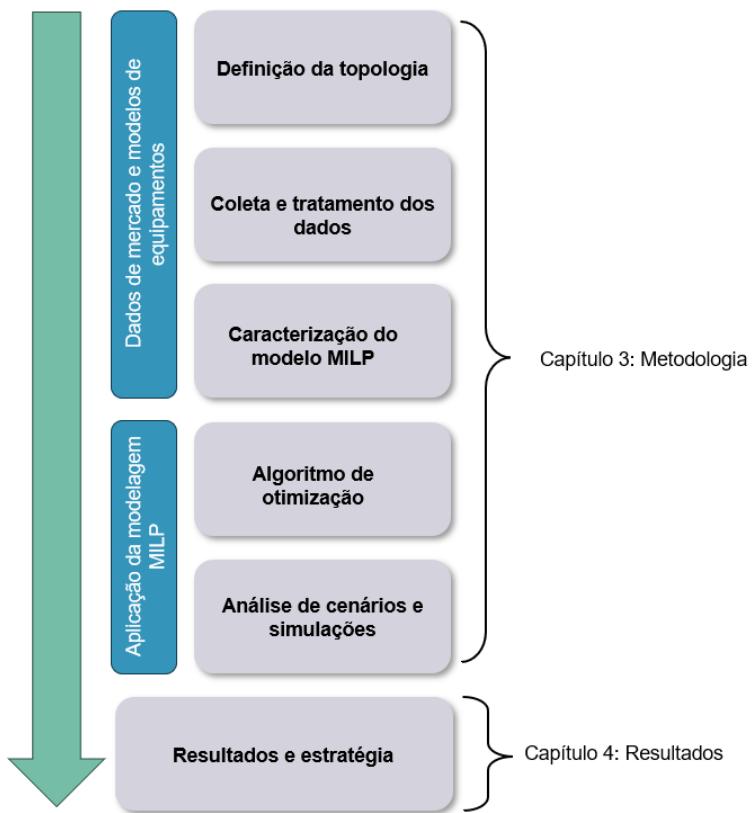
Para a solução do problema estudado é utilizada a técnica de MILP, pois visa garantir a obtenção da solução ótima em um contexto de formulação linear bem definida. Esta técnica é priorizada quando a clareza na formulação e a garantia de solução global são essenciais. Em contrapartida, algoritmos heurísticos como AG e PSO, embora eficazes para problemas não lineares e de alta dimensionalidade, não asseguram a obtenção de soluções ótimas, justificando-se, portanto, a escolha por MILP neste estudo. Outros exemplos de métodos de otimização são apresentados em (MELO, 2022).

O processo teórico que embasa esta modelagem está em concordância com os estudos de (ARROYO; CONEJO, 2000; HE *et al.*, 2024; MALUENDA *et al.*, 2023; PAN *et al.*, 2020).

#### 3.1 Etapas do processo metodológico

A metodologia adotada neste estudo foi concebida para fornecer uma análise abrangente e fundamentada do tema investigado. O referencial teórico baseia-se em uma extensa revisão bibliográfica, complementada por uma criteriosa coleta e análise de dados. A Figura 27 apresenta de forma clara e organizada a estrutura metodológica proposta, destacando as etapas envolvidas no processo de pesquisa.

Figura 27: Processo metodológico para o desenvolvimento do presente trabalho



Fonte: Própria do autor.

### **3.1.1 Definição da topologia do sistema e coleta de dados**

Nesta etapa inicial, o sistema a ser modelado é detalhado, incluindo a Usina Solar Fotovoltaica (UFV), o sistema de eletrólise da água para produção de hidrogênio verde ( $H_2V$ ), a usina termelétrica que utiliza o hidrogênio como combustível e o sistema de armazenamento de energia por baterias BESS. Dados necessários serão definidos, incluindo capacidades de geração, eficiência dos sistemas, custos de produção do hidrogênio (LCOH), preços de mercado para energia elétrica e gás, e características dos processos de conversão e armazenamento.

### **3.1.2 Caracterização do modelo MILP**

Esta etapa envolve a formulação do modelo matemático utilizando técnicas de MILP. O modelo incluirá variáveis de decisão relacionadas à produção de energia elétrica, conversão de hidrogênio em eletricidade, e comercialização de hidrogênio. Restrições serão definidas com base na capacidade dos sistemas, eficiência dos processos, e limitações operacionais.

### **3.1.3 Algoritmo de otimização**

Para este estudo foi desenvolvido um algoritmo cuja meta é solucionar o modelo e encontrar a alocação ótima dos recursos energéticos. O algoritmo considerará diferentes cenários de preços e demanda, avaliando a rentabilidade das opções de venda de energia elétrica, conversão de hidrogênio em eletricidade, e comercialização do hidrogênio.

A biblioteca *Python*, *Pyomo*, foi utilizada na modelagem do problema de otimização proposto. Modelos desenvolvidos em *Pyomo* podem ser resolvidos através do uso de *solvers*, como IBM CPLEX, GLPK, Gurobi e outros. Para este trabalho será adotado o *solver* CPLEX. O Visual Studio Code foi adotado como editor de código-fonte.

### **3.1.4 Análise de cenários e simulações**

Esta avaliação é conduzida por meio de simulações para avaliar o desempenho do modelo em diversos cenários. Diferentes condições de mercado e variáveis de processo serão simuladas para identificar as estratégias mais lucrativas. A análise permitirá a identificação de padrões e a avaliação da robustez do modelo frente a variações nos preços e demanda.

### ***3.1.5 Análise dos resultados e recomendações***

Baseado nos resultados da otimização e nas simulações, será realizada uma análise detalhada para interpretar os resultados e oferecer recomendações estratégicas. A análise incluirá a comparação entre as diferentes opções de maximização do lucro e a identificação das melhores práticas para a operação do sistema.

## **3.2 Formulação geral**

Técnicas de otimização matemática são aplicadas na solução de problemas onde se busca a melhor alocação de recursos disponíveis, potencializando-os como forma de se atingir um objetivo específico. A aplicação proposta neste trabalho tem como função o melhor aproveitamento energético e maximização dos ganhos, por meio de uma função objetivo que combina linearmente as variáveis de decisão do problema. Para a aplicação de técnicas de otimização é necessário a definição de restrições, limitando-se as soluções possíveis do problema. As restrições podem ser definidas como equações ou inequações.

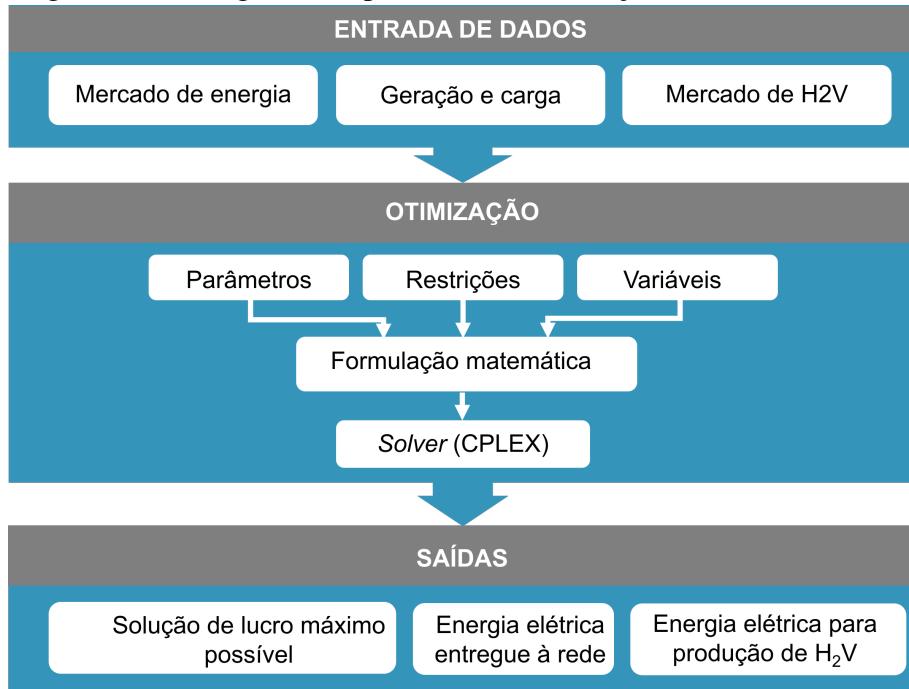
Nesta dissertação, é utilizado um modelo determinístico para representar o comportamento de um sistema multi energético. Tal modelo permite prever com precisão o comportamento futuro do sistema, com base em condições iniciais e parâmetros específicos. A técnica determinística aplicada nas simulações assegura resultados consistentes e replicáveis, facilitando decisões baseadas em dados confiáveis.

Uma abordagem estruturada foi estabelecida para análise e segregação do problema, conforme representado pela Figura 28.

### ***3.2.1 Modelagem matemática e estruturação do problema***

Um sistema que fornece armazenamento de energia elétrica e armazenamento de gás simultaneamente pode ser denominado “híbrido”. Esse termo abrange a

Figura 28: Fluxograma do processo de otimização MILP

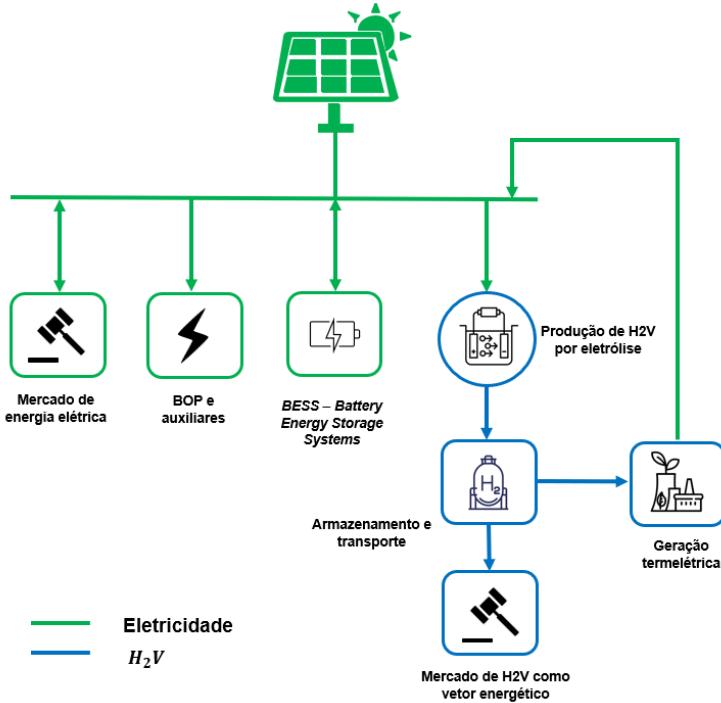


Fonte: Elaborado pelo autor.

capacidade do sistema de armazenar energia elétrica, geralmente por meio de baterias ou outros dispositivos de armazenamento de eletricidade. Além disso, é capaz de armazenar gás, como hidrogênio, metano ou propano, para uso posterior na geração de energia.

O sistema hipotético a ser analisado por este trabalho é composto por uma usina termelétrica, que tem o hidrogênio verde como combustível para acionar uma turbina a gás, que pode ser despachada no SIN por meio de contratos de *Power Purchase Agreement* (PPA). A produção de hidrogênio verde, por meio de eletrólise da água, é sustentada por uma UFV que, além de fornecer eletricidade ao eletrolisador, pode comercializar eletricidade ao preço de mercado ou ser utilizada para armazenamento de energia em um BESS. O consumo interno do sistema é associado ao *Balance of Plant* (BOP), ou seja, todos os componentes e sistemas auxiliares do sistema, exceto os equipamentos principais, como turbinas e geradores.

Figura 29: Estruturação do sistema a ser modelado



Fonte: Elaborado pelo autor.

O arranjo também prevê a compra de energia complementar no mercado de eletricidade, desde que as condições comerciais sejam vantajosas. Essa integração permite otimizar o uso de combustíveis e reduzir emissões, promovendo maior flexibilidade operacional e eficiência energética. A interação entre a geração de energia para o SIN e o uso do hidrogênio, seja na combustão para produzir eletricidade, na produção de gás sintético ou na geração de calor, configura um sistema multi-energético avançado. Este sistema visa maximizar a eficiência econômica e oferece alternativas energéticas de baixo impacto ambiental. A Figura 29 ilustra o modelo proposto para estudo neste trabalho.

### *3.2.1.1 Programação Linear Inteira Mista (MILP)*

Programação Linear Inteira Mista se mostra como uma alternativa consolidada na solução de problemas de otimização com variáveis contínuas e discretas. Para que o sucesso na implementação seja alcançado, é determinante que a formulação do problema que se tem em vista a resolver seja bem estruturada (HOOKER, 2010).

Para problemas na qual a MILP é aplicável, as variáveis contínuas podem assumir qualquer valor em um intervalo especificado, enquanto as variáveis discretas, também chamadas de variáveis inteiras, só podem assumir valores inteiros. Essa flexibilidade permite que a MILP modele uma ampla gama de problemas de otimização que envolvem tanto decisões contínuas quanto discretas.

Para Zhu *et al.* (2024), MILP tem um grande potencial para aplicação em redes elétricas devido à sua capacidade de lidar com a complexidade e a natureza mista das decisões necessárias, suportando a tomada de decisões em problemas como: despacho de energia, planejamento e expansão da rede, gestão de demanda, otimização do uso de recursos e operação de sistemas de armazenamento, sendo os dois últimos objeto de estudo neste trabalho.

### *3.2.1.2 Especificações no computador utilizado nas simulações*

A seguir estão descritas as configurações de *hardware* e *software* utilizados para as simulações:

- Processador AMD Ryzen 5 5600H Radeon Graphics 3,30 GHz;
- Memória RAM 24 Gigabits;
- Sistema operacional Windows 11 64 bits.

### 3.2.1.3 Configurações iniciais e premissas adotadas na modelagem

Neste trabalho os gráficos apresentados adotam o eixo das abscissas para representação de tempo. São considerados 96 intervalos de 15 minutos que preenchem às 24 horas do dia. Portanto, todos os gráficos gerados pelo modelo adotam esta premissa.

Os dados de perfil de carga e geração solar são carregados para o modelo por meio de *DataFrame*, o qual é uma estrutura de dados da biblioteca Pandas, amplamente utilizada em Python para manipulação e análise de dados. A base de dados utilizada é proveniente do SimBench, uma base de dados padrão desenvolvida por um consórcio de instituições acadêmicas alemãs, entre as quais se destacam o Instituto Fraunhofer e a Universidade de Kassel.

O SimBench oferece um conjunto de dados de referência amplamente utilizado para a análise, planejamento e operação de redes elétricas. Os dados de geração solar empregados neste estudo correspondem a uma curva característica, com picos de geração próximos ao meio-dia e ausência de geração durante o período noturno.

Para o povoamento da variável de preço da energia elétrica, foi adotado o PLD médio horário, extraído da base de dados disponibilizada pela CCEE para o sub mercado Nordeste, com um horizonte de 1 ano a partir do primeiro semestre de 2023. Além disso, foram investigadas outras amostras de PLD para situações específicas, para garantir uma análise abrangente.

O preço do  $H_2V$  é baseado no LCOH. Este valor se comporta como *commodity* energética, respeitando as premissas definidas em (VIEIRA *et al.*, ) e (JOVAN; DOLANC, 2020).

Inicialmente, são estabelecidos valores mínimos para o armazenamento de gás e eletricidade. Assume-se que no início do dia o valor de gás hidrogênio armazenado seja equivalente a apenas 5% do volume total do tanque de armazenamento, suficiente para pouco mais de uma hora de operação da Usina Termelétrica (UTE).

Na Tabela 17, presente no Apêndice A, são apresentados os valores iniciais importados para a modelagem.

### *3.2.1.4 Parâmetros*

Em um modelo MILP, os parâmetros são dados de entrada, geralmente considerados valores fixos, que definem as características do problema e fornecem a base para o cálculo das variáveis e restrições. No entanto, existem situações em que esses parâmetros podem variar, e é importante entender essas condições para construir modelos mais robustos e flexíveis.

Na modelagem aplicada nesta pesquisa, as variações ao longo do tempo podem ser representadas como uma série temporal de parâmetros fixos que influenciam a função objetivo e/ou as restrições do modelo. Sendo o objetivo maximizar o lucro, os valores assumidos em diferentes momentos serão utilizados para calcular a receita potencial, impactando as decisões de produção, armazenamento ou venda ao longo do horizonte de tempo considerado.

Esses dados de entrada são geralmente tratados como exógenos, ou seja, eles são fornecidos ao modelo e não são alterados pelo processo de otimização em si. Dessa forma, o modelo MILP pode determinar a melhor estratégia de ação, segundo o comportamento esperado ao longo do tempo (WOLSEY; NEMHAUSER, 2014). Neste estudo, esta característica é considerada, de modo que os parâmetros podem assumir valores diferentes ao longo do tempo, portanto são enquadrados como modelos dinâmicos.

Os parâmetros categorizados como de entrada são inseridos na modelagem através da carga de tabelas de dados. Já os parâmetros de armazenamento de eletricidade e hidrogênio retratam as características dos sistemas escolhidos, que serão especificados nas seções seguintes deste trabalho.

Para a modelagem proposta foram definidos os parâmetros que constam na Tabela 18, disponível no Apêndice B.

### *3.2.1.5 Variáveis de decisão*

Em modelos determinísticos, as variáveis de decisão representam as quantidades que precisam ser estabelecidas para a solução ótima ser atendida. Estas variáveis são estruturadas neste trabalho da seguinte maneira:

- Contínua: pode assumir qualquer valor em um intervalo definido. Valores reais são admitidos;
- Inteira: devem assumir valores inteiros. São frequentemente usadas para representar decisões discretas, como o número de unidades de um recurso a serem utilizadas;
- Binárias: um caso especial de variáveis inteiras que assumem apenas os valores 0 ou 1, geralmente utilizadas para representar estado de um sistema ou equipamento.

No Apêndice C consta a Tabela 19 com as variáveis de decisão utilizadas.

### *3.2.1.6 Função objetivo*

A função objetivo definida para a solução do problema assume o papel central do modelo de otimização MILP. Ela direciona o processo de tomada de decisão para garantir que o sistema opere da maneira mais lucrativa possível, dadas as condições de mercado e as restrições operacionais.

Além de garantir a integração na tomada de decisões, ao focar na maximização do lucro, a função objetivo assegura que o sistema atue não apenas para atender à demanda energética, mas para fazê-lo da maneira mais eficiente e lucrativa, considerando as variáveis econômicas e operacionais. Essa função, portanto, é o guia principal que dita como os recursos devem ser alocados e como as operações devem ser ajustadas para atingir o melhor desempenho econômico possível.

$$\max \sum_{t=1}^T (p_t \cdot (-P_{p,t}) + \varphi_1 \cdot M_t) \quad (3.1)$$

Sendo:

$p(t)$  : Preço da eletricidade no período  $t$  ( $R\$/MW$ );

$P_{p,t}$  : Eletricidade comprada no período ( $MW$ );

$\varphi_1$  : Preço de venda do hidrogênio ( $R\$/kg$ );

$T$  : Período total da transação

$M_t$  : Quantidade de hidrogênio vendida no período  $t$  ( $kg$ ).

O sinal (-) que acompanha o termo  $P_{p,t}$  indica que a compra de eletricidade gera uma despesa, portanto, deve ser interpretado como um custo na modelagem de otimização.

O trecho de código a seguir apresenta a função objetivo que rege o modelo estudado.

Código-fonte 1: Função objetivo

```

1 def obj_function(model):
2     y = list()
3     for t in time:
4         aux = model.param_spot_prices[t] * (-model.
5             var_power_purchase[t]) + h2_price[t] * (model.
6             var_h2_mass_to_market[t])
7         y.append(aux)
8     return sum(y)
9 model.cost_function = pyo.Objective(rule=obj_function, sense=pyo
10 .maximize)

```

Como o modelo envolve tanto a gestão de eletricidade quanto a de hidrogênio, a função objetivo integra essas decisões para otimizar o uso de recursos, ajustar a produção, armazenamento e comercialização de hidrogênio, e garantir o melhor aproveitamento da eletricidade.

### *3.2.1.7 Restrições*

As restrições, em um modelo de otimização, desempenham uma função vigente na garantia da viabilidade e realismo das soluções obtidas no contexto operacional do sistema multi-energético. Estas restrições podem ser classificadas em categorias que refletem as limitações físicas, operacionais e econômicas do sistema.

Conforme Hillier e Lieberman (2015), definir as restrições é decisivo na restrição do espaço de soluções viáveis, de modo a garantir que as variáveis de decisão respeitem os limites e condições impostas pelo problema. Elas permitem que o modelo capture a complexidade real, integrando aspectos como a limitação de recursos e a lógica das decisões, como a ativação de processos ou alocação de recursos.

Restrições podem ser expressas mediante desigualdades e igualdades matemáticas que retratam a interdependência entre variáveis e garantem que a solução seja não apenas ótima, mas também prática e aplicável ao contexto do problema.

Na sequência, são apresentadas as principais restrições e seus respectivos código Python que as modelam.

- Restrição de balanço de potência: no código-fonte 2 é definida a restrição de balanço de potência, modelada pela equação 3.2. Esta restrição demarca que a potência consumida pelas cargas é atendida pelas fontes disponíveis no sistema declarado: geração solar, geração térmica, descarga do BESS e a energia comprada

da rede.

$$\begin{aligned}
 & \text{PV}_{\text{gen}}(t) + \text{Elec}_{\text{from\_gas}}(t) + \text{Elec}_{\text{discharge}}(t) \\
 & + \text{Power}_{\text{purchase}}(t) = \text{Elec}_{\text{to\_H2\_mass}}(t) + \text{Load}(t) \quad (3.2) \\
 & + \text{Elec}_{\text{charge}}(t)
 \end{aligned}$$

Em que:

- $\text{PV}_{\text{gen}}(t)$  : Geração de energia fotovoltaica no tempo  $t$ ;
- $\text{Elec}_{\text{from\_gas}}(t)$  : Energia elétrica gerada a partir do gás no tempo  $t$ ;
- $\text{Elec}_{\text{discharge}}(t)$  : Energia descarregada do BESS no tempo  $t$ ;
- $\text{Power}_{\text{purchase}}(t)$  : Quantidade de energia comprada no mercado no tempo  $t$ ;
- $\text{Elec}_{\text{to\_H2\_mass}}(t)$  : Energia elétrica destinada à produção de  $H_2$  no tempo  $t$ ;
- $\text{Load}(t)$  : Demanda de carga elétrica no tempo  $t$ ;
- $\text{Elec}_{\text{charge}}(t)$  : Energia armazenada no BESS no tempo  $t$ .

Código-fonte 2: Restrição de balanço de potência

```

1 def elec_power_balance_constraint(model, t):
2     return (model.param_pv_gen[t] + model.var_elec_from_gas
3             [t] + model.var_elec_discharge[t] + model.
4             var_power_purchase[t] == model.var_elec_to_h2_mass[t
5             ] + model.param_load[t] + model.var_elec_charge[t])
6 model.elec_power_balance_constraint = pyo.Constraint(time,
7             rule=elec_power_balance_constraint)

```

- Restrição de balanço de gás para o eletrolisador: o trecho compreendido pelo código-fonte 3 modela a quantidade massa de gás armazenada no tanque, sendo o montante produzido pelo eletrolisador. Esta restrição considera dados como o volume do tanque e a capacidade do eletrolisador utilizado.

$$\dot{m}_{\text{h2\_to\_storage}}(t) = \dot{m}_{\text{h2\_from\_elet}}(t) \quad (3.3)$$

Em que:

$\dot{m}_{\text{h2\_to\_storage}}(t)$  : Quantidade de hidrogênio armazenada pelo tanque no instante  $t$

$\dot{m}_{\text{h2\_from\_elet}}(t)$  : Quantidade de hidrogênio produzida pelo eletrolisador no instante  $t$

Código-fonte 3: Restrição de balanço de gás para o eletrolisador

```

1 def h2_mass_balance_constraint_1(model, t):
2     return (model.var_h2_mass_to_storage[t] == model.
3             var_h2_mass_from_elet[t])
4
5 model.h2_mass_balance_constraint_1 = pyo.Constraint(time,
6           rule=h2_mass_balance_constraint_1)

```

- Restrição de balanço de gás para o armazenamento: também de faz necessário estabelecer a restrição do tanque de armazenamento de hidrogênio. Este reservatório tem capacidade de fornecer gás a turbina e aos possíveis compradores da parcela de gás comercializada. Nesta etapa se faz necessário estabelecer limites de fornecimento de gás, impondo uma taxa de descarga do reservatório. Neste caso, o reservatório fornece o gás para a turbina e para a comercialização.

$$\dot{m}_{\text{h2\_from\_storage}}(t) = \dot{m}_{\text{h2\_to\_power}}(t) + \dot{m}_{\text{h2\_to\_market}}(t) \quad (3.4)$$

Em que:

$\dot{m}_{\text{h2\_from\_storage}}(t)$  : Quantidade de hidrogênio retirada do armazenamento no instante  $t$

$\dot{m}_{\text{h2\_to\_power}}(t)$  : Quantidade de hidrogênio direcionada ao eletrolisador no instante  $t$

$\dot{m}_{\text{h2\_to\_market}}(t)$  : Quantidade de hidrogênio vendida no mercado no instante  $t$

Código-fonte 4: Restrição de balanço de gás para o armazenamento

```

1 def h2_mass_balance_constraint_2(model, t):
2     return (model.var_h2_mass_from_storage[t] == model.
3             var_h2_mass_to_elec[t] + model.var_h2_mass_to_market
4             [t])

```

- Restrição de conversão de eletricidade para  $H_2V$ : esta restrição estabelece o máximo pacote de potência elétrica entregue ao eletrolisador, ou seja, a massa de hidrogênio produzida está diretamente associada à potência entregue ao eletrolisador.

$$\dot{m}_{H_2}(t) = P_{\max} \cdot \gamma_{\text{elet}}(t), \quad \forall t \in \mathbf{t} \quad (3.5)$$

$\dot{m}_{H_2}(t)$  : Fluxo de massa de hidrogênio produzido no instante  $t$

$P_{\max}$  : Potência máxima do eletrolisador

$\gamma_{\text{elet}}(t)$  : Estado do eletrolisador no instante  $t$  (1 : ligado, 0 : desligado)

$t$  : Instante de tempo

Código-fonte 5: Restrição de conversão de eletricidade para  $H_2V$

```

1 def max_eletroliser_power(model, t):
2     return model.var_elec_to_h2_mass[t] ==
3             max_elec_to_h2_power * model.var_elet_on_off[t]
4
model.max_eletroliser_power_constraint = pyo.Constraint(
    time, rule=max_eletroliser_power)

```

- Restrição de conversão de  $H_2V$  para eletricidade: esta restrição modela a quantidade de gás disponível para ser utilizado como combustível para a turbina.

$$P_{\text{elet\_from\_gas}} = P_{\text{nom}} \cdot \lambda(t), \quad \forall t \in \text{t} \quad (3.6)$$

$P_{\text{elet\_from\_gas}}$  : Quantidade de massa de  $H_2V$  destinada à queima para produção de eletricidade

$P_{\text{nom}}$  : Capacidade máxima de potência elétrica da usina termelétrica

$\lambda(t)$  : Estado da turbina no instante  $t$  (1 : ligado, 0 : desligado)

$t$  : Instante de tempo no intervalo

Código-fonte 6: Restrição de conversão de  $H_2V$  para eletricidade

```

1 def max_gas_power(model, t):
2     return model.var_h2_mass_to_elec[t] ==
3             max_h2_to_elec_power * model.var_gas_power_on_off[t]
4
model.max_gas_power_constraint = pyo.Constraint(time, rule=
    max_gas_power)

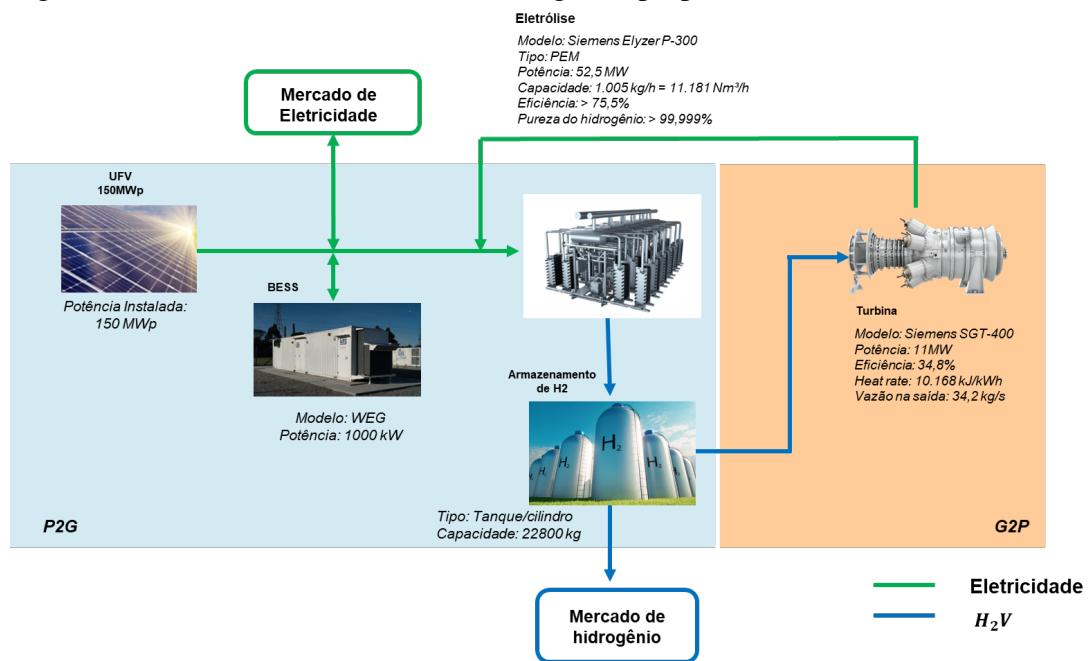
```

A Tabela 20, que pode ser visualizada no Apêndice D, lista todas as restrições aplicadas neste estudo.

### 3.3 Modelo proposto

Para a modelagem matemática do sistema em estudo foram adotados alguns equipamentos de fabricantes reconhecidos. Esta estratégia permite impor ao modelo uma situação mais alinhada com a realidade. Na mesma linha da topologia genérica estruturada na seção 3.2.1, na Figura 30 são especificados os equipamentos a serem modelados com seus principais dados. Nas seções seguintes e nos anexos deste trabalho suas especificações serão detalhadas.

Figura 30: Estrutura do modelo multi-energético proposto



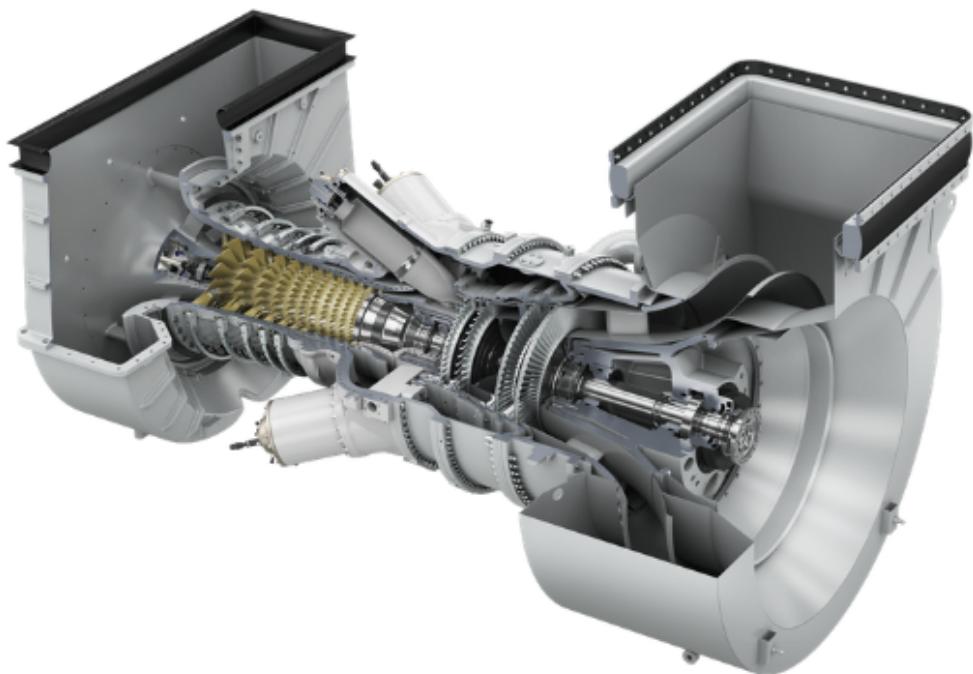
Fonte: Elaborado pelo autor.

### 3.3.1 Especificações da turbina a gás

Para a modelagem, foi adotada a turbina Siemens Energy SGT-400 com potência nominal de 11 MW, operando no ciclo Brayton. Uma imagem ilustrativa é mostrada na 31.

O projeto HYFLEXPOWER, é um dos exemplos práticos que comprova que o hidrogênio pode servir como um meio flexível de armazenamento de energia, além de demonstrar a viabilidade de converter uma turbina a gás já existente para operar com hidrogênio.

Figura 31: Modelo Siemens SGT-400



Fonte: (SIEMENS, 2023).

Este mesmo modelo de turbina foi adotado em uma aplicação comercial na França, conforme exibido na Figura 32.

Figura 32: Aplicação Siemens SGT-400



Fonte: (SIEMENS, 2023).

Os dados técnicos são mostrados na Tabela 12.

Tabela 12: Dados técnicos do modelo de turbina Siemens SGT-400

Potência de saída	11 MW	13 MW	15 MW
Combustível	Hidrogênio, mistura	GN, mistura	GN, mistura
Frequência	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz
Eficiência bruta	34,80%	35,00 %	35,60%
<i>Heat rate</i>	10.168 kJ/kWh (9.638 Btu/kWh)	10.294 kJ/kWh (9.756 Btu/kWh)	10.103 kJ/kWh (9.572 Btu/kWh)
Velocidade da turbinha	11.500 rpm	9.500 rpm	9.500 rpm
Relação de pressão	16,4 : 1	16,9 : 1	18,5 : 1
Vazão mássica na exaustão	34,2 kg/s (75,4 lb/s)	40,0 kg/s (86,3 lb/s)	44,5 kg/s (98,1 lb/s)
Temperatura de exaustão	510 °C (950 °F)	555 °C (1,019 °F)	529 °C (984 °F)

Fonte: (SIEMENS, 2023)

Uma vez escolhido o modelo da turbina que será estudada neste trabalho, deve ser calculada a vazão necessária de combustível para entregar a potência desejada. De posse dos dados da turbina, tem-se:

$$P = \dot{m}_H \times PCI \times \eta \quad (3.7)$$

Rearranjando a fórmula para encontrar  $\dot{m}_H$ :

$$\dot{m}_H = \frac{P}{PCI \times \eta} \quad (3.8)$$

Substituindo os valores:

$$\dot{m}_H = \frac{11 \text{ MW}}{119,96 \text{ MJ/kg} \times 0,348} \quad (3.9)$$

Sendo 1 MW = 1 MJ/s, logo:

$$\dot{m}_H = \frac{11 \text{ MJ/s}}{119,96 \text{ MJ/kg} \times 0,348} \quad (3.10)$$

Calculando:

$$\dot{m}_H = \frac{11}{41,72} \approx 0,264 \text{ kg/s} \quad (3.11)$$

Em que:

$P$  é a potência gerada pela turbina (11 MW);

$PCI$  é o poder calorífico do hidrogênio (119,96 MJ/kg);

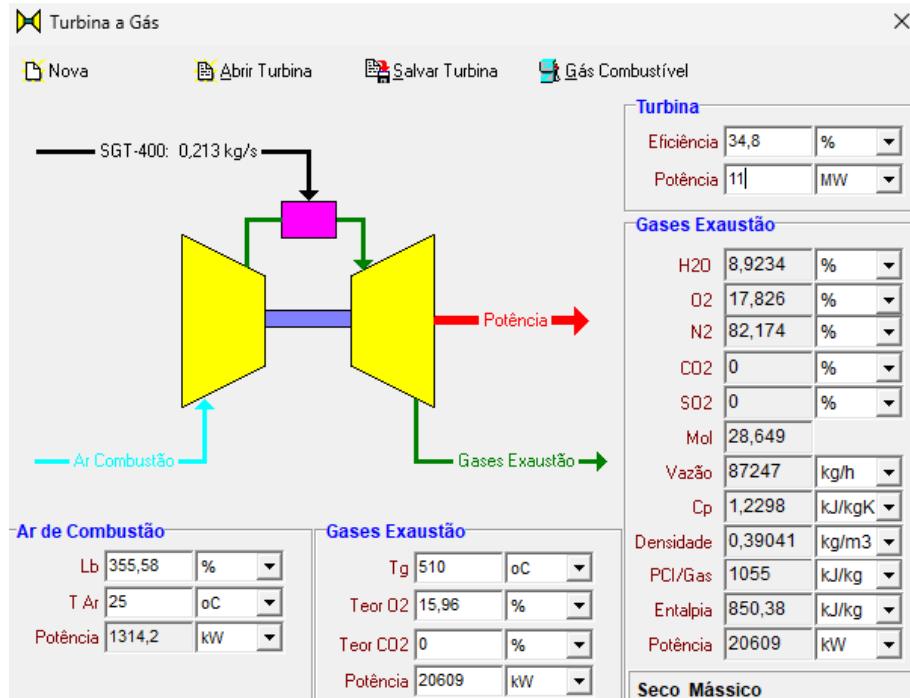
$\eta$  é a eficiência térmica da turbina (34,8% ou 0,348);

$\dot{m}_H$  é a vazão mássica do hidrogênio.

Portanto, a vazão mássica de hidrogênio necessária para produzir 11MW de potência elétrica é aproximadamente 0,264 kg/s.

Uma modelagem utilizando o *software* AComb, desenvolvido pelo Instituto de Pesquisas Tecnológicas do Estado de São Paulo (IPT), com as mesmas variáveis utilizadas no equacionamento acima, apresenta um valor similar de vazão de gás necessária, conforme mostrado na Figura 33.

Figura 33: Simulação da turbina Siemens SGT-400 no software AComb



Fonte: Própria do autor.

Sabendo-se que a modelagem no *software* utiliza um valor próximo, mas diferente para o poder calorífico do hidrogênio (120 MJ/kg), admite-se a diferença entre o calculado e o simulado como aceitável.

O valor adotado será **0,264 kg/s**, conforme calculado na equação 3.11.

Cálculo da quantidade de hidrogênio necessário para gerar 1 MWh de eletricidade em uma turbina Siemens SGT-400:

- Cálculo da energia térmica necessária

Primeiro, precisamos calcular a energia térmica necessária para gerar 1 MWh de eletricidade. Sendo a eficiência da turbina de 34,8%, então:

- Energia elétrica gerada ( $E_e$ ): 1 MWh = 3.600.000 kJ

A energia térmica necessária ( $E_t$ ) é dada pela fórmula:

$$E_t = \frac{E_e}{\eta} \quad (3.12)$$

Substituindo os valores:

$$E_t = \frac{3.600.000 \text{ kJ}}{0,348} \approx 10.344.828 \text{ kJ} \quad (3.13)$$

- Cálculo da massa de hidrogênio necessária

Sabendo que o poder PCI é 119,96 MJ/kg, é possível calcular a massa de hidrogênio necessária ( $m_h$ ) para fornecer essa energia térmica.

$$\dot{m}_H = \frac{E_t}{\text{PCI}} \quad (3.14)$$

Para o PCI = 119.960 kJ/kg, aplicam-se os valores na equação a seguir:

$$\dot{m}_H = \frac{10.344.828 \text{ kJ}}{119.960 \text{ kJ/kg}} \approx 86,25 \text{ kg} \quad (3.15)$$

Portanto, para cada MWh de eletricidade gerado a turbina Siemens SGT-400 necessita de aproximadamente 86,25 kg de hidrogênio. Este valor será adotado como a taxa de conversão de hidrogênio para eletricidade.

### 3.3.2 Especificações do eletrolisador

Na seção 3.3.1 a turbina foi definida e, com isso, a vazão de gás necessária foi estabelecida. De posse da informação da vazão de gás necessária foi realizada uma consulta ao mercado para identificação dos modelos de eletrolisadores disponíveis. Alguns modelos foram analisados e suas características estão listados na Tabela 13. A tecnologia adotada para o modelo recomendado foi a PEM. A escolha foi motivada, entre outros, pelos seguintes fatores:

- **Alta densidade de potência:** ideal para situações em que a aplicação requer uma produção de hidrogênio compacta e de alta densidade energética.
- **Resposta rápida:** aplicável em sistemas que exigem respostas rápidas a variações na carga, pois os eletrolisadores PEM têm tempos de resposta mais rápidos do que os alcalinos.
- **Pureza do hidrogênio:** quando é necessário obter hidrogênio com alta pureza, pois os eletrolisadores PEM geralmente produzem hidrogênio mais puro do que os alcalinos.
- **Operação em condições variáveis:** uso recomendado em sistemas onde as condições operacionais variam frequentemente, o PEM pode oferecer maior flexibilidade e eficiência.

Tabela 13: Comparativo entre os modelos de eletrolisadores analisados

Modelo	Capacidade	Vantagens	Desvantagens
Nel A-Series	Até 400 kg/h	Alta pureza do hidrogênio, resposta rápida, compacto	Custo relativamente alto
ITM Power HGas 350	Aproximadamente 350 kg/h	Alta eficiência, integração com renováveis, flexível	Custo elevado
Plug Power GenFuel	Cerca de 350 kg/h	Soluções integradas, adequado para aplicações comerciais	Pode ter custos adicionais com infraestrutura
Siemens Elyzer P-300	Até 335 kg/h	Alta pureza do hidrogênio, confiável, bom suporte técnico	Capacidade menor de produção se comparado com os demais modelos

Fonte: Elaboração própria.

O modelo Siemens Elyzer P-300 foi o selecionado para este estudo. Este modelo já considera o sistema auxiliar de transformação, retificação e condicionamento de eletricidade associado. A folha de dados do modelo selecionado é disponibilizada no Anexo A.

Para atender a vazão necessária para a turbina, são necessários 3 unidades do eletrolisador modelo Elyzer P-300, sendo o arranjo capaz de fornecer um total de 1.005 kg/h = 0,279 kg/s, atendendo a vazão necessária para a turbina.

### ***3.3.3 Especificações do armazenamento elétrico***

O conceito de arbitragem de energia no contexto de armazenamento pode ser entendido como a capacidade de um dispositivo, neste trabalho definido como BESS, armazenar energia adquirida a um preço mais baixo, geralmente em momentos de baixa demanda, e revendê-la em momento de elevação de preço (LAI; MCCULLOCH, 2017).

A arbitragem de energia através do uso de baterias, pode ser encarada como um serviço ancilar, abrindo espaço para uma estratégia que une eficiência econômica e uma rede elétrica mais resiliente e sustentável. À medida que o mercado de energia evolui, e a participação das renováveis aumenta, a importância dessa prática tende a crescer, oferecendo uma forma de maximizar os benefícios financeiros e operacionais da geração e armazenamento de energia (SILVA, 2022; ZAKERI; SYRI, 2015).

Para a implementação na modelagem proposta, o equipamento adotado possui foi o WEG 1.000 kW, cujas especificações constam no Anexo B.

## 4 RESULTADOS

Neste capítulo, são propostos os cenários e apresentados os resultados obtidos após a realização das análises quantitativas e implementação de simulações para os diversos cenários estudados. Baseado nos cenários estudados, observa-se a seguir os resultados mais significativos.

### 4.1 Análise de cenários

Com o intuito de estudar a resposta da modelagem sob diferentes prismas, foram selecionadas amostras reais de variação do PLD. A análise foi estruturada considerando panoramas distintos ao longo do ano, representativos do contexto energético brasileiro. Esse método visa aproximar os resultados da realidade, permitindo uma avaliação mais precisa do comportamento do sistema sob diferentes condições de mercado de eletricidade e produção de hidrogênio. A Tabela 14 apresenta o que se tem em vista avaliar em cada cenário estudado.

Tabela 14: Propósito para os cenários estudados

Cenário	Propósito
1	Avaliar desempenho sob alta demanda de gás no início do dia
2	Validar viabilidade em períodos de baixa demanda de energia elétrica
3	Testar eficiência em maximização de receita elétrica
4	Analizar impactos de custos elevados na produção do gás
5	Examinar estratégias em condições de alta volatilidade do PLD
6	Investigar o comportamento do modelo em situações de disponibilidade inicial de $H_2V$

Fonte: Elaborada pelo autor.

O modelo, pensado estrategicamente para representar comportamentos reais, também apresenta uma restrição que é uma condição existente na programação de despacho da geração térmica. Esta condição impõe que uma vez que uma termelétrica é

acionada pelo operador do sistema em determinado instante  $t$ , esta deverá permanecer ligada por um tempo mínimo ( $Ton_i^T$ ), contado a partir de  $t$ . O mesmo mecanismo é aplicável quando a usina é desligada, forçando-a a permanecer desligada durante um determinado tempo mínimo a partir do instante ( $Toff_i^T$ ) em que ela é desligada (CEPEL, 2024). A condição é representada pelas equações a seguir:

$$\sum_{k=t}^{t+Ton_i^T-1} u_{T_i}^k \geq Ton_i^T (u_{T_i}^t - u_{T_i}^{t-1}) \quad (4.1)$$

$$\sum_{k=t}^{t+Toff_i^T-1} (1 - u_{T_i}^k) \geq Toff_i^T (u_{T_i}^{t-1} - u_{T_i}^t) \quad (4.2)$$

Em que:

$u_{T_i}^k$  variável binária que representa o estado da UTE;

$t$  é o instante de tempo.

Além disso, alguns fatores típicos presentes no mercado de eletricidade são utilizados como balizadores dos cenários. Desta forma, o estudo abrange um número maior de variáveis de decisão, garantindo que a modelagem seja a mais realista possível. São exemplos de fatores considerados para a análise: capacidade do sistema de armazenar gás e eletricidade; despacho estratégico da termelétrica; gestão estratégica de compra e venda de eletricidade; arbitragem de preços; integração com *smart grid*.

O valor adotado para preenchimento da variável de preço do  $H_2V$ , cuja função é analisar o modelo em quadros de estabilidade do LCOH sob situações de variante do preço da eletricidade para período seco e período úmido<sup>1</sup>, foi inserido no modelo matemático por meio de patamares de preço para o LCOH. Outra situação se vale de uma função randômica que simula uma variação diária característica para o comportamento do mercado de uma *commoditie*. Os valores que representam o preço do  $H_2V$  podem

---

<sup>1</sup> Conforme a definição contida na resolução n.º 465 da ANEEL

variar entre R\$ 22,75 e R\$ 49,94<sup>2</sup> para cada quilograma do gás (VIEIRA *et al.*, ; JOVAN; DOLANC, 2020).

Foram estabelecidos quatro patamares de preço para o LCOH. Três desses patamares foram definidos com base na divisão uniforme entre os valores mínimo e máximo, enquanto o quarto patamar abrange toda a faixa de variação do preço do hidrogênio. Os valores de LCOH e PLD adotados na modelagem assumem são os mesmos para compra e venda. A tabela 15 apresenta os cenários experimentados.

Tabela 15: Cenários simulados

	Patamar de preço para H <sub>2</sub> V	LCOH (R\$/kg)	PLD (R\$/MW)
<b>Cenário 1</b>	Elevado	40,88 - 49,94	Volátil (amostra de 17/11/2023)
<b>Cenário 2</b>	Baixo	22,75 - 31,81	Baixo (média período úmido)
<b>Cenário 3</b>	Variável	22,75 - 49,94	Baixo (Média período seco)
<b>Cenário 4</b>	Elevado	40,88 - 49,94	Baixo (média período úmido)
<b>Cenário 5</b>	Médio	31,82 - 40,87	Volátil (amostra de 17/11/2023)
<b>Cenário 6</b>	Variável	22,75 - 49,94	Volátil (amostra de 17/11/2023)

Fonte: Elaborada pelo autor.

#### 4.1.1 Análise do cenário 1

O cenário 1 é analisado sob situação de patamar elevado para o LCOH e PLD. Na margem de variação do preço do hidrogênio para este patamar, os gráficos exibidos na Figura 34 ilustram o comportamento do sistema multi-energético sob esta condição.

O tanque de estocagem de hidrogênio foi definido com volume suficiente para armazenar 22,8 *ton* do gás, volume teórico capaz de garantir a operação contínua da termelétrica por 24 horas. O valor mínimo de hidrogênio armazenado no tanque é definido para o início do dia em 5%. No instante zero do período analisado o eletrolisador é acionado, iniciando a produção de *H<sub>2</sub>V*, motivado pelo baixo preço de eletricidade no

<sup>2</sup> Considerando a conversão do euro para o real do dia 02/09/2024 de 1 EUR = 6,21 BRL. A conversão do dólar para o real no mesmo dia é de 1 USD = 5,62 BRL

período. O gerenciamento da modelagem sobre o volume de gás em estoque é capaz de manter o equilíbrio entre os ganhos com a venda do gás ao mercado e a quantidade necessária para acionamento da turbina e conversão do combustível em eletricidade.

Durante as primeiras horas do dia, instante em que o preço de compra da eletricidade (PLD) se apresenta menor em relação aos demais horários do intervalo analisado, há compra de energia do *grid*, que somada a energia proveniente da descarga das baterias, respondem pela produção de  $H_2V$ . A partir do instante em que há injeção de potência oriunda da GSF, o sistema direciona energia para venda ao mercado e para a carga do BESS.

A segunda metade do dia é caracterizada pelo acréscimo no preço da eletricidade. Nesta situação, o modelo atua priorizando a venda de eletricidade ao mercado a partir do despacho da UTE e uso do armazenamento das baterias, configurando uma operação lucrativa.

A partir das 06:00, há injeção de potência a partir da geração solar. Neste instante a compra de eletricidade da rede é reduzida até ser completamente cessada, a partir do instante em que a geração solar é suficiente para atender toda a demanda do sistema. Ao final do dia o modelo realiza nova compra de eletricidade para complemento da carga, nos instantes de redução da potência entregue pela UFV.

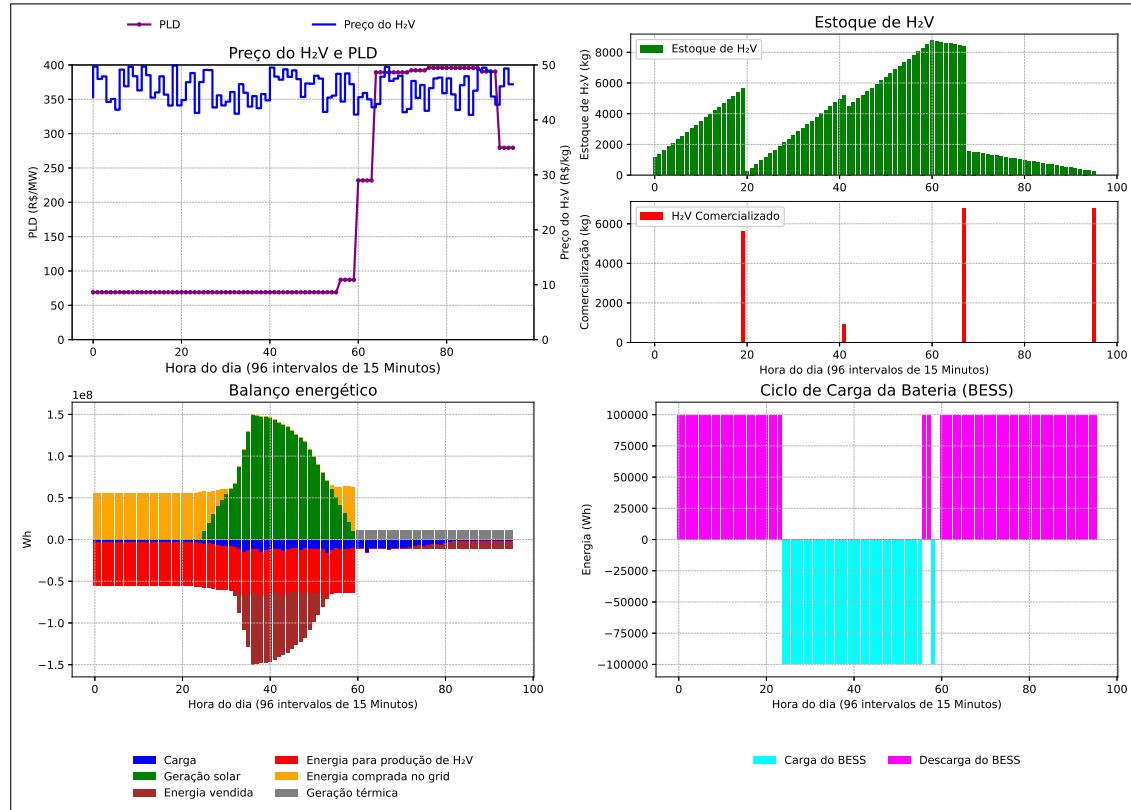
Na segunda metade do dia a UTE é despachada para atendimento da carga e comercialização de energia ao mercado, motivada pela elevação do PLD. Esta condição favorável ao ganho financeiro com a venda de eletricidade também se reflete na comercialização da energia armazenada nas baterias, elevando a quantidade de energia elétrica entregue ao sistema.

O comportamento apresentado no gráfico “Estoque de  $H_2V$ ” relata o perfil de consumo do hidrogênio, seja para uso como combustível para geração térmica ou a venda de gás ao mercado, representado pelo gráfico de barras vermelhas. Para este cenário, ao longo do dia são registrados quatro instantes de venda de gás, motivados

pelos saltos no preço do hidrogênio.

O gráfico de mostrado na Figura 34 traz o perfil energético do sistema para o cenário 1.

Figura 34: Projeção da modelagem para o cenário 1



Fonte: Própria do autor.

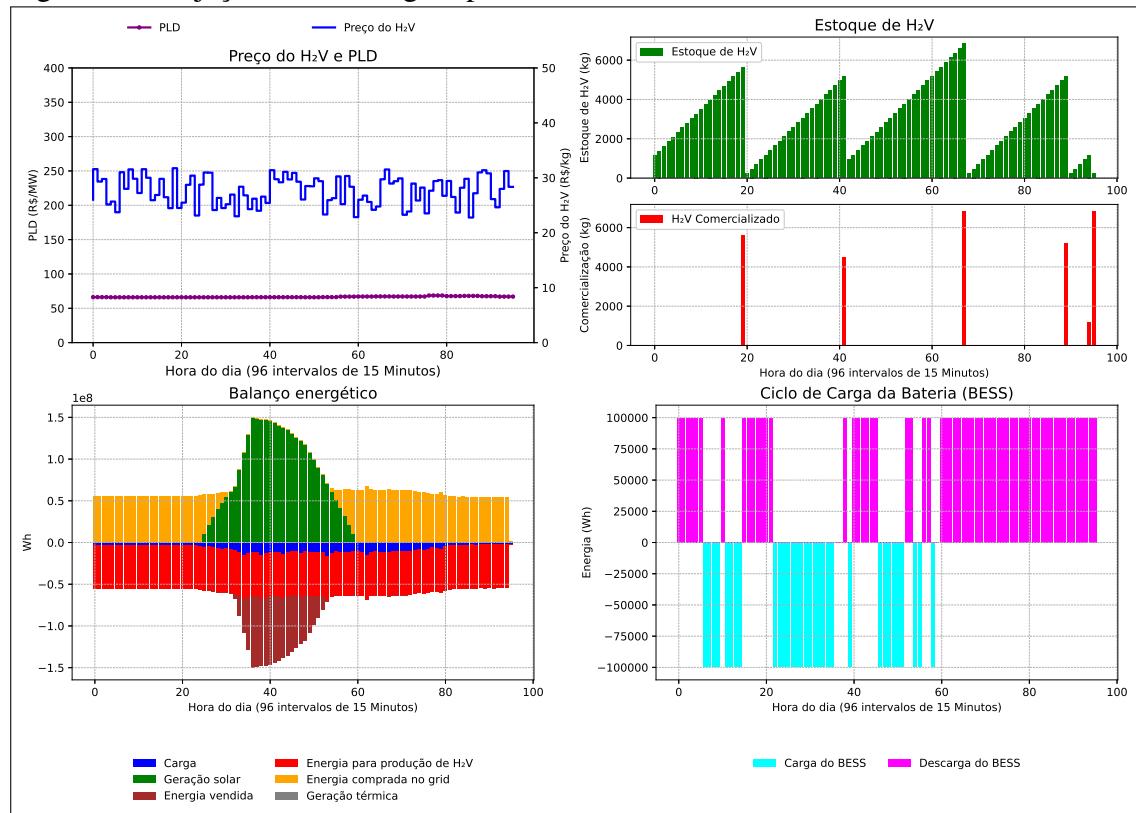
#### 4.1.2 Análise do cenário 2

Para este cenário o PLD é baixo, característica comum em situações de elevada disponibilidade da energia hídrica. Nesta análise o LCOH também oscila numa faixa de preço menor em relação ao cenário anterior, justificada por condições favoráveis para produção de hidrogênio.

Diante desta condição, a maximização dos ganhos financeiros é concentrada

na produção e comercialização de hidrogênio. O eletrolisador é acionado ao longo de todo o dia, garantindo o fornecimento de  $H_2V$  ao mercado. Ao longo do dia são registrados um total de 5 instantes de pico do preço de comercialização do gás, que podem ser observadas pelos eventos registrados no gráfico de barras vermelhas.

Figura 35: Projeção da modelagem para o cenário 2



Fonte: Própria do autor.

Para esta condição, a compra de eletricidade ao mercado é vantajosa para a produção de  $H_2V$ , exceto nos momentos em que há disponibilidade de geração solar, onde esta pode suprir toda a necessidade das cargas. Também é possível perceber que em nenhum instante do período registra-se a venda de energia ao mercado. Isso se dá pela alocação da energia, tanto a comprada como a gerada pela UFV, no atendimento a produção de hidrogênio. Pôde-se evidenciar a atuação da modelagem na carga das

baterias, estando concentrada nos instantes de maior disponibilidade de energia oriunda da geração solar.

O despacho da UTE não ocorre para este cenário, justificado pelo PLD de período úmido.

#### **4.1.3 Análise do cenário 3**

Neste cenário, é analisado o resultado da modelagem para o LCOH estável no patamar baixo e PLD médio horário de período seco.

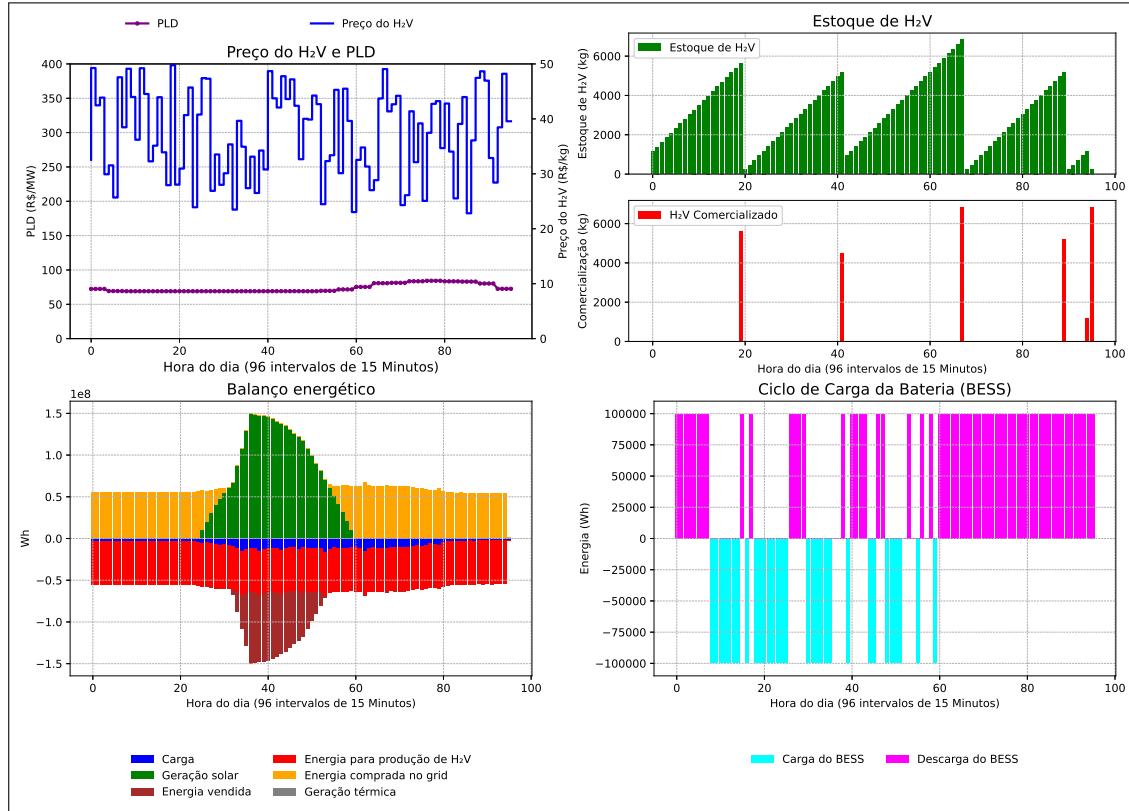
O comportamento do balanço energético, bem como a comercialização do hidrogênio, segue o mesmo padrão apresentado no cenário 2. Por outro lado, neste cenário, o ciclo de carga e descarga no BESS apresenta uma ligeira alteração. Esta condição é motivada pela leve elevação do PLD no horário de ponta, que reflete na gestão do ciclo do banco de baterias, fazendo a otimização deste recurso energético. O despacho da UTE não ocorre, em função da concentração de ganhos está concentrada na comercialização de gás, em detrimento à eletricidade.

Os resultados da modelagem para o cenário 3 se aproximam daqueles apresentados no cenário 1. Apesar da faixa de preço do LCOH se enquadrar com estável baixo, a saída da modelagem preserva o comportamento estudado no cenário 1. Esta característica está relacionada a prevalência do salto de preço da eletricidade no horário de ponta.

Ainda que o preço do hidrogênio tenha um patamar inferior ao analisado no cenário 1, o comportamento de picos de elevação de preços preserva recomendações de venda do gás em alguns instantes do dia, conforme exibido no gráfico que representa a venda de hidrogênio.

A Figura 36 mostra o perfil energético para o cenário analisado.

Figura 36: Projeção da modelagem para o cenário 3



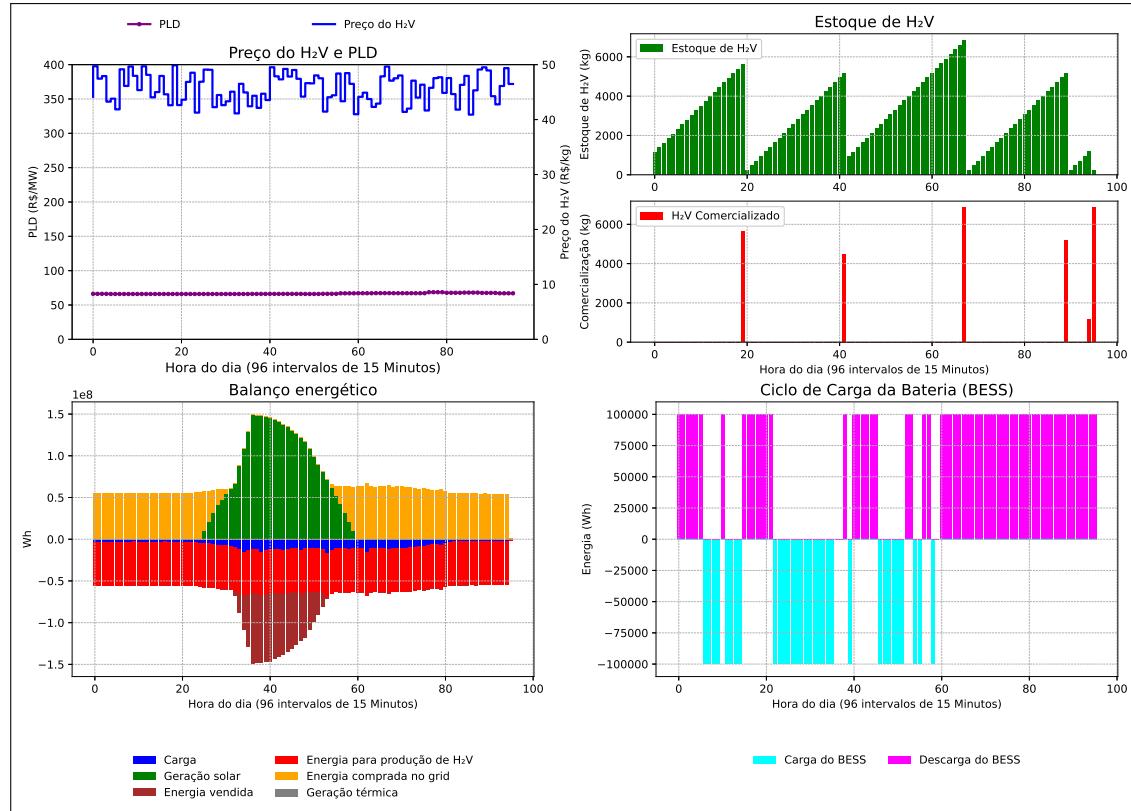
Fonte: Própria do autor.

#### 4.1.4 Análise do cenário 4

O comportamento obtido a partir do cenário 4 é apresentado na Figura 37. Para esta simulação, o PLD médio para o período úmido é definido, com isso os preços de eletricidade tendem a ser menores.

Os gráficos resultante apresentam o mesmo padrão analisado no cenário 3, mantendo-se a característica de comercialização de gás em relação à eletricidade. O perfil de balanço energético também é preservado, quando se comparado com os cenários 2 e 3.

Figura 37: Projeção da modelagem para o cenário 4



Fonte: Própria do autor.

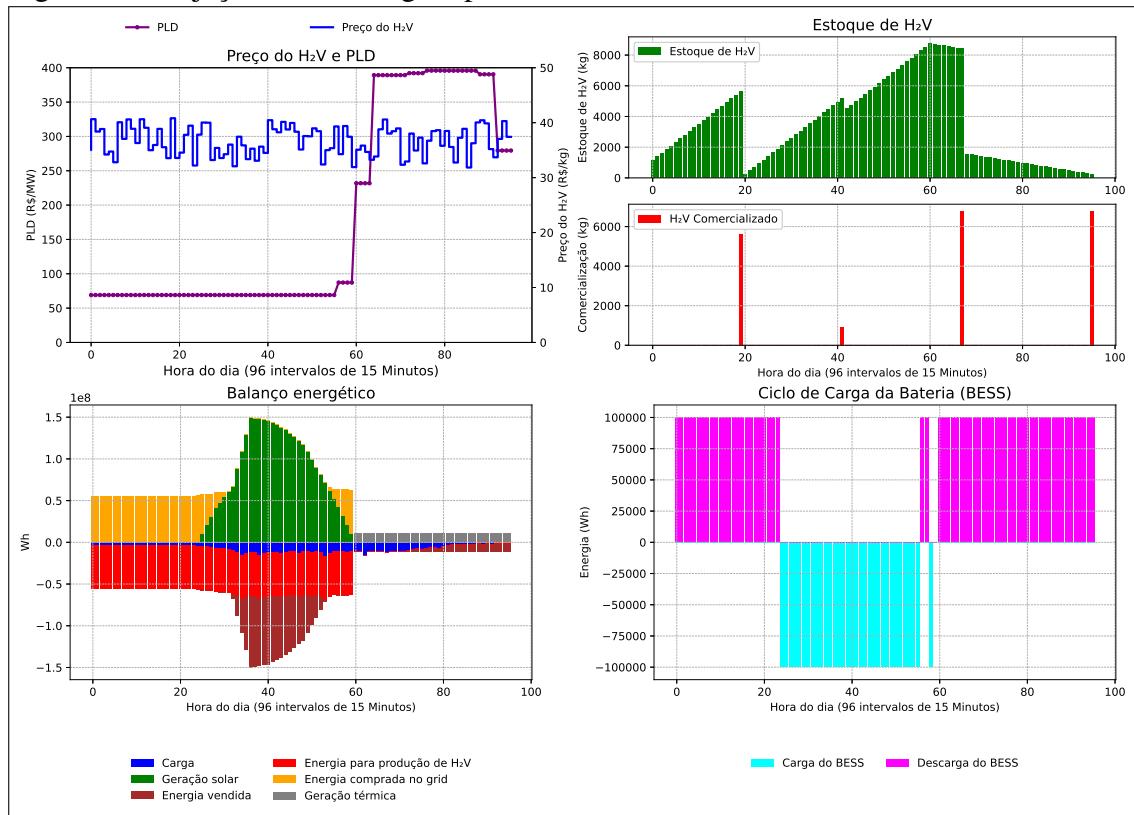
#### 4.1.5 Análise do cenário 5

Este cenário traz características similares àquelas abordada no cenário 1, no que se refere ao perfil de comercialização de H<sub>2</sub>V. Ambos os casos experimentam a mesma variação do PLD e o valor de comercialização do hidrogênio, apesar de ligeiramente menor neste cenário em relação ao cenário 1, se mostra atrativo para comercialização.

O perfil de despacho da geração térmica ocorre obedecendo ao mesmo padrão de comportamento durante a elevação do preço da eletricidade no horário de ponta. As demais curvas acompanham o mesmo padrão observado no cenário 1.

A Figura 38 ilustra o perfil de comportamento do sistema multi-energético para o cenário 5.

Figura 38: Projeção da modelagem para o cenário 5



Fonte: Própria do autor.

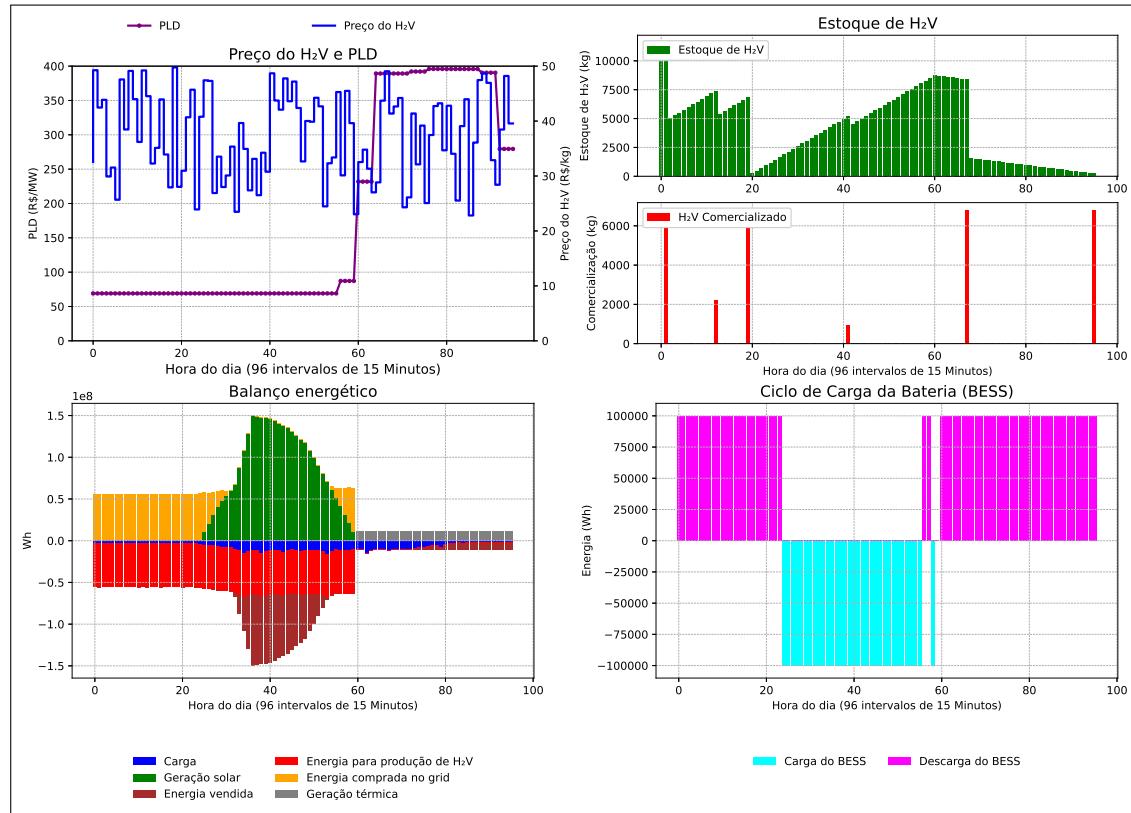
#### 4.1.6 Análise do cenário 6

Este cenário tem como propósito investigar a resposta da modelagem em uma situação em que a quantidade inicial de hidrogênio disponível no sistema multi-energético é 50% da capacidade total do tanque. A condição é analisada sob uma variação de PLD volátil.

A Figura 39 mostra que a disponibilidade de hidrogênio armazenado, juntamente com o preço do gás elevado já no início do dia, favorece o envio de H<sub>2</sub>V ao

mercado. Também é possível constatar que o maior volume de venda do gás ao mercado já ocorre nas primeiras horas do dia, se valendo do volume armazenado e da baixo valor de compra da eletricidade ao mercado.

Figura 39: Projeção da modelagem para o cenário 6



Fonte: Própria do autor.

Observa-se que a compra de eletricidade é cessada no instante em que a GSF tem capacidade de atender integralmente a carga. Agora a comercialização é invertida, ou seja, o sistema, além de atender a carga, vende o excedente gerado. Em momento posterior, com a redução da energia fornecida pela geração solar, registra-se compra de energia ao mercado para suprir a demanda de geração de hidrogênio.

O comportamento dinâmico do *State of Charge* (SOC) das baterias atende as variações da carga do sistema ao longo do dia. A estratégia de despacho da usina

termelétrica se mantém alinhada com os momentos de elevação do PLD.

O gerenciamento de cargas do banco de baterias é estrategicamente programado para ser carregado enquanto há disponibilidade de geração solar. O montante armazenado se concentra nos extremos do dia, no início do dia para reduzir a compra de energia no *grid* e ao final do dia para injetar energia no *grid*, garantindo assim a arbitragem de preços.

A Tabela 16 sintetiza os resultados obtidos neste estudo, destacando os diferentes cenários considerados.

**Tabela 16: Resumo dos principais resultados obtidos nos cenários simulados**

Cenário	H2 produzido (kg)	H2 comercializado (kg)	Energia comprada (MWh)	Energia vendida (MWh)	Energia gerada pela UTE (MWh)
<b>1</b>	13.186,67	6.127,02	1.701,62	1.383,17	396,00
<b>2</b>	21.233,36	21.233,36	3.768,00	1.216,32	0,00
<b>3</b>	21.233,36	21.233,36	3.768,28	1.216,22	0,00
<b>4</b>	21.233,36	21.233,36	3.768,28	1.216,22	0,00
<b>5</b>	13.186,67	6.127,02	1.701,62	1.383,17	396,00
<b>6</b>	13.186,67	11.400,00	1.701,62	1.383,17	396,00

Fonte: Elaborada pelo autor.

## 5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

O presente trabalho avaliou a aplicação de técnicas de MILP para a proposta de modelagem de um sistema composto de geração de eletricidade e produção de hidrogênio verde.

A modelagem por meio de programação linear, visando encontrar o máximo global, demonstrou-se eficiente ao indicar o ponto ótimo do sistema diante de variações e condições impostas tanto por fatores externos, como sinais de preço de mercado, quanto por fatores intrínsecos da estrutura de produção e armazenamento de eletricidade e gás. Destaca-se que a modelagem adota especificações de equipamentos disponíveis no mercado, de fabricantes renomados, permitindo a aplicação desta abordagem em contextos comerciais e na análise de viabilidade e desempenho de sistemas.

Os gráficos apresentados obedecem às premissas técnicas estabelecidas, convergindo para valores realistas. Esta condição sustenta a aplicação confiável de MILP como uma ferramenta de gerenciamento de sistemas no contexto de *smart grid*.

Os valores de preço de energia elétrica e do hidrogênio renovável foram cuidadosamente selecionados para garantir um cenário mais próximo da realidade, incluindo a personalização apropriada para o contexto no qual o país está inserido como um dos maiores produtores potencial de hidrogênio verde.

Os resultados obtidos mostram que para os cenários 2, 3 e 4, o acumulado de 21.233,36 kg de hidrogênio produzido foi destinado exclusivamente para comercialização. Este montante representa um número 61,9% superior à produção de 13.186,67 kg observada nos cenários 1, 5 e 6, em que o hidrogênio armazenado é utilizado para comercialização e uso para geração térmica.

Nos cenários 1 e 5, apenas 46,5% do volume de gás produzido (6.127,02 kg) foi vendido, enquanto no cenário 6, este número foi de 53,6% (11.400 kg). Essa diferença é motivada pela condição inicial do tanque imposta no cenário 6, onde há uma

quantidade significativamente maior de gás armazenado no início do dia.

A energia comprada ao mercado de eletricidade nos cenários 2, 3, 4 e 6 é quase 2,2 vezes maior em relação aos cenários 1 e 5. Este aumento deve-se, de fato, a uma maior produção de hidrogênio, que requer mais energia. Os cenários 2, 3 e 4 não apresentaram produção da UTE, enquanto os cenários 1, 5 e 6 produzir.

No decorrer deste estudo, foi possível estabelecer uma taxa de conversão do  $H_2V$  para eletricidade na adoção da turbina Siemens SGT-400 de 86,25 R\$/MWh, baseado nas características do hidrogênio e nos dados técnicos da turbina escolhida. Esta análise permite que sejam elencados uma série de modelos de turbina, já disponíveis no mercado ou em processo de desenvolvimento, além de outros potenciais equipamentos para uso em projetos futuros, como eletrolisadores e BESS. Cabe destacar que a configuração de ciclo térmico discutida nesta dissertação foi baseada em uma turbina operando em ciclo Brayton aberto, que apresenta um rendimento menor (34,8%), se comparada com um ciclo combinado que pode chegar até a 60%.

Os resultados das modelagens demonstraram que a sazonalidade do mercado de eletricidade, assim como a necessidade de alternativas para reduzir a exposição a fontes intermitentes, podem ser eficazmente mitigados por meio de modelos inteligentes e de rápida resposta. Modelos matemáticos são capazes de, a partir de dados confiáveis, ajustar o sistema de forma dinâmica às variações sazonais, maximizando a eficiência operacional e econômica. Além disso, a flexibilidade proporcionada pela integração de fontes de armazenamento e geração de energia, como o uso de hidrogênio verde, reforça a resiliência do sistema diante de flutuações no fornecimento e nos preços da eletricidade. Isso destaca a importância de tecnologias avançadas para otimizar o desempenho em um ambiente de transição energética, fortalecendo a confiabilidade e sustentabilidade.

Embora os conceitos apresentados neste trabalho indiquem o potencial do hidrogênio verde como combustível para a geração de energia em turbinas a gás, recomenda-se cautela na sua aplicação exclusiva, devido ao seu custo, ainda elevado e à predomi-

nância de turbinas que utilizam gás natural no mercado. Atualmente, o gás natural é amplamente consolidado como uma das principais fontes de combustível para termelétricas, tanto por sua disponibilidade quanto por seu custo competitivo. Assim, uma solução mais viável, especialmente em uma fase de transição energética, refere-se a aplicação de turbinas que permitam a co-combustão, ou seja, o uso simultâneo de gás natural e hidrogênio.

## 5.1 Trabalhos futuros

No decorrer da elaboração desta dissertação foram identificados estudos potenciais para o desenvolvimento de técnicas de otimização aplicadas ao mercado de eletricidade e gás. Alguns dos principais são:

- Estender a modelagem para a abordagem estocástica;
- Implementação da análise baseada em MILP para outras configurações de ciclos térmicos que são mais eficientes;
- Análise da co-queima (*blend*) de hidrogênio e gás natural em diferentes proporções de misturas;
- Aplicação de MILP na modelagem visando atingir a proporção ideal de mistura em turbinas multicompostíveis;
- Inclusão da conversão de  $H_2V$  para amônia como forma de promover a produção de hidrogênio renovável e, consequentemente, aumentar a penetração do  $H_2V$  como vetor energético;
- Inclusão da abordagem da Teoria dos Jogos na modelagem de um sistema de compra e venda de eletricidade e hidrogênio verde, visando simular as interações estratégicas entre diferentes agentes no mercado;
- Aplicação de conceitos de MILP para estudos que envolvem segurança energética.

## REFERÊNCIAS

- ABRACEEL. Brasil sobe seis posições em ranking global que avalia liberdade do consumidor de energia.** 2024. Disponível em: <<https://abraceel.com.br/destaques/2024/03/brasil-sobe-seis-posicoes-em-ranking-global-que-avalia-liberdade-do-consumidor-de-energia/>>. Acesso em: 19 de jun 2024.
- ABREU, T. M. de; BERNARDES, L. G. de F.; YAMACHITA, R. A.; BORTONI, E. da C. Desafios e oportunidades para o mercado de hidrogênio verde no Brasil: Uma análise swot. In: SBPE. **Anais do XIII Congresso Brasileiro de Planejamento Energético (CBPE)**. [S.l.], 2022. p. 15.
- AGENCY, I. R. E. **Electrolytic Hydrogen Production: Status and Prospects.** [S.l.], 2020. Disponível em: <<https://www.irena.org/publications/2020/Jan/Electrolytic-hydrogen-production>>.
- ALRAFEA, K.; FOWLER, M.; ELKAMEL, A.; HAJIMIRAGHA, A. Integration of renewable energy sources into combined cycle power plants through electrolysis generated hydrogen in a new designed energy hub. **International journal of hydrogen energy**, Elsevier, v. 41, n. 38, p. 16718–16728, 2016.
- ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica.** 2019. Disponível em: <<https://dadosabertos.aneel.gov.br/organization/about/agencia-nacional-de-energia-eletrica>>. Acesso em: 08 de junho 2024.
- ANGELINO, G. Perspectives for the liquid phase compression gas turbine. 1967.
- ANSALDO. **GT36 - The superior value.** 2023. Disponível em: <<https://www.ansaldoenergia.com/offering/equipment/turbomachinery/gt36>>. Acesso em: 26 de ago 2024.
- ARRIETA, F.; NASCIMENTO, M. A. R. D.; MAZURENKO, A. S. Centrais termelétricas de ciclo simples com turbinas a gás e de ciclo combinado. **Centrais Termelétricas Planejamento Projeto, Operação e Manutenção. 1ed.** Rio de Janeiro: Interciência Ltda, v. 2, p. 679–742, 2004.
- ARROYO, J. M.; CONEJO, A. J. Optimal response of a thermal unit to an electricity spot market. **IEEE Transactions on power systems**, IEEE, v. 15, n. 3, p. 1098–1104, 2000.
- AVELLAR, V. d. Modelagem do regime transitório de turbinas a gás industriais para a geração de energia elétrica. **PUC-Rio. Rio de Janeiro**, 2010.

BALAT, M. Potential importance of hydrogen as a future solution to environmental and transportation problems. **International journal of hydrogen energy**, Elsevier, v. 33, n. 15, p. 4013–4029, 2008.

BUFFO, G.; MAROCCO, P.; FERRERO, D.; LANZINI, A.; SANTARELLI, M. Power-to-x and power-to-power routes. In: **Solar hydrogen production**. [S.l.]: Elsevier, 2019. p. 529–557.

BURTON, N.; PADILLA, R.; ROSE, A.; HABIBULLAH, H. Increasing the efficiency of hydrogen production from solar powered water electrolysis. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 135, p. 110255, 2021.

CAMARGO, C. A. D. **Catalisadores contendo metais de transição sobre estruturas de nitrogênio e carbono para produção de hidrogênio por meio da eletrólise de água salgada**. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2021.

CARMO, M.; FRITZ, D. L.; MERGEL, J.; STOLTEN, D. A comprehensive review on pem water electrolysis. **International journal of hydrogen energy**, Elsevier, v. 38, n. 12, p. 4901–4934, 2013.

CASTRO, N.; LEÃO, R. P. S.; GREGORY, R.; MELO, F. **Possibilidades do blend hidrogênio e gás natural para descarbonização**. 2023. Disponível em: <[https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2023/08/Castro\\_2023\\_08\\_07-1.pdf](https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2023/08/Castro_2023_08_07-1.pdf)>. Acesso em: 02 de out 2024.

CASTRO, N. d.; BRAGA, S.; PRADELLE, F.; CHAVES, A.; CHANTRE, C. A economia do hidrogênio: Transição, descarbonização e oportunidades para o Brasil. **E-Papers Serviços Editoriais**, 2023.

CASTRO, N. J. de; BRANDÃO, R. **Mercado Elétrico e Risco Financeiro**. Rio de Janeiro: Editora Publit, 2021.

CCEE. **Manual para Certificação de Hidrogênio**. 2023. <<https://www.ccee.org.br/manual-hidrogenio>>. Acessado em: 8 set 2024.

CENGEL, Y. A.; BOLES, M. A.; KANOĞLU, M. **Thermodynamics: an engineering approach**. [S.l.]: McGraw-hill New York, 2011. v. 5.

CENTURION, H. A.; RABELO, L. G.; RODRIGUEZ-GUTIERREZ, I.; FERRER, M. M.; BETTINI, J.; WENDER, H.; ROSSI, L. M.; SOUZA, F. L.; GONÇALVES, R. V. Constructing particulate p–n heterojunction mo: SrTiO<sub>3</sub>/Ni(OH)<sub>2</sub> for enhanced H<sub>2</sub> evolution under simulated solar light. **ACS Applied Energy Materials**, ACS Publications, v. 5, n. 10, p. 12727–12738, 2022.

**CEPEL. Unit Commitment Térmico (UCT).** 2024. Disponível em: <[https://www.see.cepel.br/manual/libs/latest/usinas\\_termicas/unit\\_commitment\\_termico.html](https://www.see.cepel.br/manual/libs/latest/usinas_termicas/unit_commitment_termico.html)>. Acesso em: 04 de set 2024.

CHANTRÉ, C.; ELIZIÁRIO, S. A.; PRADELLE, F.; CATÓLICO, A. C.; DORES, A. M. B. D.; SERRA, E. T.; TUCUNDUVA, R. C.; CANTARINO, V. B. P.; BRAGA, S. L. Hydrogen economy development in brazil: An analysis of stakeholders' perception. **Sustainable Production and Consumption**, Elsevier, v. 34, p. 26–41, 2022.

**COHEN, M. Comercialização de swaps de geração de energia solar no Brasil: o efeito “curva do pato”.** Tese (Doutorado) — PUC-Rio, 2023.

COLELLI, L.; BASSANO, C.; VERDONE, N.; SEGNERI, V.; VILARDI, G. Power-to-gas: Process analysis and control strategies for dynamic catalytic methanation system. **Energy Conversion and Management**, Elsevier, v. 305, p. 118257, 2024.

**COX, R. Hydrogen: Its Technology and Implication: Production Technology-Volume I.** [S.l.]: CRC press, 2018. v. 1.

**DACHERY, J. M. As instituições do Setor Elétrico.** 2020. Disponível em: <<https://energes.com.br/instituicoes-de-energia>>. Acesso em: 08 de junho 2024.

**DATA, O. W. in. Energy Institute - Statistical Review of World Energy (2024).** 2020. Disponível em: <<https://ourworldindata.org/energy/country/brazil>>. Acesso em: 22 de set 2024.

DINCER, I.; ACAR, C. Review and evaluation of hydrogen production methods for better sustainability. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 40, n. 34, p. 11094–11111, 2015. ISSN 0360-3199. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319914034119>>.

DIRZO, R. S.; CASARÍN, R. S. Combustible hidrógeno para el ciclo rankine. **Educación química**, Elsevier, v. 20, n. 2, p. 176–181, 2009.

DUFO-LOPEZ, R.; BERNAL-AGUSTÍN, J. L.; CONTRERAS, J. Optimization of control strategies for stand-alone renewable energy systems with hydrogen storage. **Renewable energy**, Elsevier, v. 32, n. 7, p. 1102–1126, 2007.

DUNHAM, M. T.; IVERSON, B. D. High-efficiency thermodynamic power cycles for concentrated solar power systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 30, p. 758–770, 2014.

**EDP. Conheça os superpoderes do hidrogénio.** 2022. Disponível em: <<https://www.edp.com/pt-pt/historias-edp/os-superpoderes-do-hidrogenio>>. Acesso em: 12 de jul 2024.

EGELAND-ERIKSEN, T.; SARTORI, S. Techno-economic analysis of the effect of a novel price-based control system on the hydrogen production for an offshore 1.5 gw wind-hydrogen system. **Energy Reports**, Elsevier, v. 11, p. 2633–2655, 2024.

EL-SHAFIE, M. Hydrogen production by water electrolysis technologies: A review. **Results in Engineering**, Elsevier, p. 101426, 2023.

ENERGÉTICA, E.-E. de P. Bases para a consolidação da estratégia brasileira do hidrogênio. **Nota Técnica No EPE-DEA-NT-003/2021. Brasília: EPE**, 2021.

ESMAP. **Potencial global de energia fotovoltaica por país**. 2020. Disponível em: <<https://globalsolaratlas.info/global-pv-potential-study>>. Acesso em: 20 de out 2024.

FIGEN, H. E.; BAYKARA, S. Z. Hydrogen production by partial oxidation of methane over co based, ni and ru monolithic catalysts. **International Journal of Hydrogen Energy**, Elsevier, v. 40, n. 24, p. 7439–7451, 2015.

GE. **9HA gas turbine**. 2023. Disponível em: <<https://www.gevernova.com/gas-power/products/gas-turbines/9ha>>. Acesso em: 26 de ago 2024.

HE, J.; MAO, Z.; HUANG, W.; ZHANG, B.; XIAO, J.; ZHANG, Z.; LIU, X. Low-carbon economic dispatch of virtual power plants considering the combined operation of oxygen-enriched combustion and power-to-ammonia. **Sustainability**, MDPI, v. 16, n. 10, p. 4026, 2024.

HILLIER, F. S.; LIEBERMAN, G. J. **Introduction to operations research**. [S.l.]: McGraw-Hill, 2015.

HOOKER, J. N. Formulating good milp models. **Wiley Encyclopedia of Operations Research and Management Science**, John Wiley & Sons, Inc. Hoboken, NJ, USA, 2010.

HUGHES, B. **NovaLT™16 gas turbine (17.5 MW, 50/60 Hz)**. 2023. Disponível em: <<https://www.bakerhughes.com/gas-turbines/novalt-technology/novalt16>>. Acesso em: 26 de ago 2024.

IDRISSA, A. M.; BOULAMA, K. G. Advanced exergy analysis of a combined brayton/brayton power cycle. **Energy**, Elsevier, v. 166, p. 724–737, 2019.

IEA. **Energy Technology Perspectives 2012: Pathways to a Clean Energy System**. 2012. Disponível em: <[https://www.oecd-ilibrary.org/docserver/energy\\_tech-2012-en.pdf](https://www.oecd-ilibrary.org/docserver/energy_tech-2012-en.pdf)>. Acesso em: 09 de jul 2024.

IEA. **The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities**. 2019. Disponível em: <[https://www.oecd.org/en/publications/the-future-of-hydrogen\\_1e0514c4-en.html](https://www.oecd.org/en/publications/the-future-of-hydrogen_1e0514c4-en.html)>. Acesso em: 10 de jul 2024.

- IEA. **Energy Technology Perspectives 2020 – Analysis – IEA.** 2020. Disponível em: <<https://iea.blob.core.windows.net>>. Acesso em: 22 de mai 2024.
- IEA. **Global Hydrogen Review 2021.** 2021. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>>. Acesso em: 20 de jul 2024.
- IEA. **Global Hydrogen Review 2023.** 2023. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>>. Acesso em: 20 de jul 2024.
- IEA. **World Energy Outlook 2023.** 2023. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>>. Acesso em: 20 de ago 2024.
- IRENA. **Global energy transformation: a roadmap to 2050.** 2019. Disponível em: <<https://www.irena.org/publications/2019/Apr/Global-energy-transformation-A-roadmap-to-2050-2019Edition>>. Acesso em: 25 de mai 2024.
- IRENA. **International co-operation to accelerate green hydrogen deployment.** 2024. Disponível em: <<https://www.irena.org/Publications>>. Acesso em: 25 de mai 2024.
- ISHIKAWA, M.; TERAUCHI, M.; KOMORI, T.; YASURAOKA, J. Development of high efficiency gas turbine combined cycle power plant. **Mitsubishi Heavy Industries, Ltd. Technical Review**, v. 45, n. 1, p. 15–17, 2008.
- IZANLO, A.; SHEIKHOLESLAMI, A.; GHOLAMIAN, S. A.; KAZEMI, M. V.; HOSSEINI, S. N. A combination of milp and game theory methods for p2p energy trading by considering network constraints. **Applied Energy**, Elsevier, v. 374, p. 123916, 2024.
- JI, M.; WANG, J. Review and comparison of various hydrogen production methods based on costs and life cycle impact assessment indicators. **International Journal of Hydrogen Energy**, Elsevier, v. 46, n. 78, p. 38612–38635, 2021.
- JOVAN, D. J.; DOLANC, G. Can green hydrogen production be economically viable under current market conditions. **Energies**, MDPI, v. 13, n. 24, p. 6599, 2020.
- KALAMARAS, C. M.; EFSTATHIOU, A. M. Hydrogen production technologies: current state and future developments. In: WILEY ONLINE LIBRARY. **Conference papers in science**. [S.I.], 2013. v. 2013, n. 1, p. 690627.
- KAVOUSIAN, A.; RAJAGOPAL, R.; FISCHER, M. Determinants of residential electricity consumption: Using smart meter data to examine the effect of climate, building characteristics, appliance stock, and occupants' behavior. **Energy**, Elsevier, v. 55, p. 184–194, 2013.

- LAI, C. S.; MCCULLOCH, M. D. Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and electrical energy storage. **Applied energy**, Elsevier, v. 190, p. 191–203, 2017.
- LIMA, D. K.; LEÃO, R. P.; SANTOS, A. C. dos; MELO, F. D. de; COUTO, V. M.; NORONHA, A. W. de; JR, D. S. O. Estimating the offshore wind resources of the state of Ceará in Brazil. **Renewable Energy**, Elsevier, v. 83, p. 203–221, 2015.
- LORA, E. E. S.; NASCIMENTO, M. d. *et al.* Geração termelétrica: planejamento, projeto e operação. **Rio de Janeiro: Interciência**, v. 2, p. 2, 2004.
- MAKA, A. O.; MEHMOOD, M. Green hydrogen energy production: current status and potential. **Clean Energy**, Oxford University Press UK, v. 8, n. 2, p. 1–7, 2024.
- MALUENDA, M.; CÓRDOVA, S.; LORCA, Á.; NEGRETE-PINCETIC, M. Optimal operation scheduling of a pv-bess-electrolyzer system for hydrogen production and frequency regulation. **Applied Energy**, Elsevier, v. 344, p. 121243, 2023.
- MELO, L. S. Modelo de simulação computacional multidomínio para análise de redes elétricas inteligentes com aplicação em transações econômicas de energia. 2022.
- MELO, L. S.; SAMPAIO, R. F.; LEÃO, R. P. S.; BARROSO, G. C.; BEZERRA, J. R. Python-based multi-agent platform for application on power grids. **International transactions on electrical energy systems**, Wiley Online Library, v. 29, n. 6, p. e12012, 2019.
- MISHRA, A.; NTIHUGA, J. N.; MOLITOR, B.; ANGENENT, L. T. Carbon fixation with renewable electric power to feed the world: Power-to-protein. **Establishment and optimization of a power-to-food system to produce single cell protein containing cobalamin and folate**, p. 39.
- MITUBISHI. **Hydrogen Power Generation Handbook**. 2023. Disponível em: <[https://power.mhi.com/catalogue/pdf/hydrogen\\_en.pdf](https://power.mhi.com/catalogue/pdf/hydrogen_en.pdf)>. Acesso em: 20 de jul 2024.
- NAZIR, H.; LOUIS, C.; JOSE, S.; PRAKASH, J.; MUTHUSWAMY, N.; BUAN, M. E.; FLOX, C.; CHAVAN, S.; SHI, X.; KAURANEN, P. *et al.* Is the h2 economy realizable in the foreseeable future? part i: H2 production methods. **International Journal of Hydrogen Energy**, Elsevier, v. 45, n. 27, p. 13777–13788, 2020.
- NELSON, L.; LIN, J.; DAVIDSON, M.; CHILDS, E.; BARTEL, J.; GORMAN, J.; BALL, D.; ANIMALS, E.; RUBY, E. **Green Hydrogen: Guidebook**. 2020. Disponível em: <<https://www.ghcoalition.org/education/>>. Acesso em: 10 de jul 2024.
- NIKOLAIDIS, P.; POULLIKKAS, A. A comparative overview of hydrogen production processes. **Renewable and sustainable energy reviews**, Elsevier, v. 67, p. 597–611, 2017.

NOGUEIRA, L. D. S.; MELO, L. S.; LEÃO, R. P. S.; SAMPAIO, R. F.; MELO, B. V. Otimização baseada em EPSO para alocação de baterias em sistemas transacionais de energia. In: IEEE. **2023 15th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON)**. [S.l.], 2023. p. 554–558.

NOSE, M.; KAWAKAMI, T.; ARAKI, H.; SENBA, N.; TANIMURA, S. Hydrogen-fired gas turbine targeting realization of co2-free society. **Mitsubishi Heavy Industries Technical Review**, v. 55, n. 4, p. 1–7, 2018.

NOVOSEL, U.; ŽIVIĆ, M.; AVSEC, J. The production of electricity, heat and hydrogen with the thermal power plant in combination with alternative technologies. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 46, n. 16, p. 10072–10081, 2021. ISSN 0360-3199. Hydrogen and Fuel Cells. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319920306364>>.

OLABI, A.; ABDELGHAFAR, A. A.; BAROUTAJI, A.; SAYED, E. T.; ALAMI, A. H.; REZK, H.; ABDELKAREEM, M. A. *et al.* Large-vscale hydrogen production and storage technologies: Current status and future directions. **International Journal of Hydrogen Energy**, Elsevier, v. 46, n. 45, p. 23498–23528, 2021.

ONS. **Plano da Operação Energética 2024**. 2024. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/conhecimento/acervo-digital/documentos-e-publicacoes?categoria=Relatório+PEN>>. Acesso em: 04 de set 2024.

PALYS, M. J.; DAOUTIDIS, P. Power-to-x: A review and perspective. **Computers & Chemical Engineering**, Elsevier, v. 165, p. 107948, 2022.

PAN, G.; GU, W.; LU, Y.; QIU, H.; LU, S.; YAO, S. Optimal planning for electricity-hydrogen integrated energy system considering power to hydrogen and heat and seasonal storage. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, IEEE, v. 11, n. 4, p. 2662–2676, 2020.

PARIZZI, E. B. Análise termodinâmica de um ciclo combinado brayton e rankine orgânico. Universidade Federal de Santa Maria, 2020.

PASSADORE, J. d. A. **Aprimoramento do marco regulatório do setor elétrico brasileiro frente à abertura do mercado livre para todos os consumidores: uma proposta de transição para o futuro**. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2023.

PEREIRA, H. A. Proposta de aplicação do hidrogênio verde via energia eólica no transporte coletivo urbano de fortaleza. 2022.

PIEGAS, J. D. **Custos de Hidrogênio: Perspectivas no longo prazo.** 2001. Disponível em: <<https://gasenergy.com.br/custos-de-hidrogenio-perspectivas-no-longo-prazo/>>. Acesso em: 10 de jul 2024.

PINHEIRO, F. P. Avaliação técnico-financeira de produção de hidrogênio a partir de planta eólica e solar fotovoltaica usando correlação temporal horária. 2023.

RAIMI, D.; ZHU, Y.; NEWELL, R. G.; PREST, B. C.; BERGMAN, A. Global energy outlook 2023: Sowing the seeds of an energy transition. **Resources for the future**, 2023.

RAYAPROLU, K. **Boilers for power and process.** [S.l.]: CRC press, 2009.

SANTOS, F. M.; SANTOS, F. A. Combustível "hidrogénio". **Millenium**, Instituto Politécnico de Viseu, p. 252–270, 2005.

SHI, Y.; LIU, M.; FANG, F. Combined cooling, heating, and power systems: modeling, optimization, and operation. John Wiley & Sons, 2017.

SIEMENS. **HYFLEXPOWER consortium successfully operates a gas turbine with 100 percent renewable hydrogen, a world first.** 2023. Disponível em: <<https://www.siemens-energy.com/global/en/home/press-releases/hyflexpower-consortium-successfully-operates-a-gas-turbine-with-.html>>. Acesso em: 02 de mai 2024.

SILVA, A. L. da; GALLEGOS, A. Análise termodinâmica de sistemas de geração do tipo rankine orgânico acoplados a concentradores solares.

SILVA, F. d. M. **Análise do impacto da abertura e das mudanças regulatórias no mercado livre de energia do Brasil.** Dissertação (B.S. thesis) — Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2023.

SILVA, R. D. d. S. e. **Novas tecnologias e infraestrutura do setor elétrico brasileiro: Armazenamento de energia em baterias.** [S.l.], 2022.

SKORDOULIAS, N.; KOYTSOUMPA, E. I.; KARELLAS, S. Techno-economic evaluation of medium scale power to hydrogen to combined heat and power generation systems. **International Journal of Hydrogen Energy**, Elsevier, v. 47, n. 63, p. 26871–26890, 2022.

SORRENTI, I.; RASMUSSEN, T. B. H.; YOU, S.; WU, Q. The role of power-to-x in hybrid renewable energy systems: A comprehensive review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 165, p. 112380, 2022.

SOUSA, N. R. T. d. Análise e identificação experimental do sistema de injeção de óleo combustível em uma usina termelétrica a carvão durante o processo de partida das unidades geradoras. 2023.

STRÖHLE, J.; MYHRVOLD, T. An evaluation of detailed reaction mechanisms for hydrogen combustion under gas turbine conditions. **International Journal of Hydrogen Energy**, Elsevier, v. 32, n. 1, p. 125–135, 2007.

TCHANCHE, B. F.; LAMBRINOS, G.; FRANGOUDAKIS, A.; PAPADAKIS, G. Low-grade heat conversion into power using organic rankine cycles—a review of various applications. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 15, n. 8, p. 3963–3979, 2011.

TEAM, T. P. H. T. **Hydrogen Production – Overview of Technology Options**. 2003. Disponível em: <[https://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/h2\\_tech\\_roadmap.pdf](https://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/h2_tech_roadmap.pdf)>. Acesso em: 09 de jul 2024.

THYMOΣ. **Hidrogênio Verde - A nova fronteira dos mercados de energia**. 2023. Disponível em: <[https://painel.thymosenergia.com.br/wp-content/uploads/2023/10/THYMOΣ\\_ENERGIA\\_HIDROGENIO\\_WHITE\\_PAPER\\_out23.pdf](https://painel.thymosenergia.com.br/wp-content/uploads/2023/10/THYMOΣ_ENERGIA_HIDROGENIO_WHITE_PAPER_out23.pdf)>. Acesso em: 22 de out 2024.

TOLMASQUIM, M. T. *et al.* Energia termelétrica: gás natural, biomassa, carvão, nuclear. **Rio de Janeiro: EPE**, p. 25, 2016.

TURBINE, Z.-C. G. Hydrogen gas turbines. **ETN Global**, 2020.

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

VIEIRA, H. M. S. B.; FERREIRA, L. F. S.; SILVA, W. B. D. Estudo da viabilidade e inserção do hidrogênio verde como fonte de energia no Brasil.

VINCENT, I.; BESSARABOV, D. Low cost hydrogen production by anion exchange membrane electrolysis: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 81, p. 1690–1704, 2018.

WANKE, B. d. S. L. **ANÁLISE DE CICLOS COMBINADOS COM DIFERENTES FLUIDOS**. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2019.

WIDEREA, B. Renewable hydrogen implementations for combined energy storage, transportation and stationary applications. **Thermal Science and Engineering Progress**, Elsevier, v. 16, p. 100460, 2020.

WOLSEY, L. A. **Integer programming**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2020.

WOLSEY, L. A.; NEMHAUSER, G. L. **Integer and combinatorial optimization**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2014.

WYLEN, G. V.; SONNTAG, R. E.; BORGNAKKE, C. **Fundamentos da termodinâmica clássica**. [S.l.]: Editora Blucher, 1994.

XIAO, P.; HU, W.; XU, X.; LIU, W.; HUANG, Q.; CHEN, Z. Optimal operation of a wind-electrolytic hydrogen storage system in the electricity/hydrogen markets. **International Journal of Hydrogen Energy**, Elsevier, v. 45, n. 46, p. 24412–24423, 2020.

YANG, Y.; WANG, G.; LIN, L.; ZHANG, S. Analysis of hydrogen production potential based on resources situation in china. In: EDP SCIENCES. **E3S Web of Conferences**. [S.l.], 2019. v. 118, p. 03021.

YUSUF, M.; BAZLI, L.; ALAM, M. A.; MASOOD, F.; KEONG, L. K.; NOOR, A.; HELLGARDT, K.; ABDULLAH, B. Hydrogen production via natural gas reforming: A comparative study between drm, srm and brm techniques. In: IEEE. **2021 third international sustainability and resilience conference: climate change**. [S.l.], 2021. p. 155–158.

ZAKERI, B.; SYRI, S. Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. **Renewable and sustainable energy reviews**, Elsevier, v. 42, p. 569–596, 2015.

ZHU, J.; ZHOU, Y.; DONG, X.; ZHOU, L.; ZHU, Q.; YUAN, Y. Mixed-integer linear programming based distribution network reconfiguration model considering reliability enhancement. **CSEE Journal of Power and Energy Systems**, p. 1–11, 2024.

## APÊNDICE A – DADOS DE ENTRADA FORNECIDOS AO MODELO

Tabela 17: Dados de entrada do modelo

Definição	Descrição	Valor	Unidade de medida
load_max	Carga máxima no grid	$25 \times 10^6$	W
gen_max	Potência instalada da UFV	$150 \times 10^6$	Wpico
h2_storage_size_kg	Capacidade do armazenamento de gás	22.800	kg
elec_storage_size_wh	Capacidade de fornecimento do BESS	$1000 \times 10^3$	Wh
tx_elec_to_h2	Taxa de conversão de eletricidade para hidrogênio	$55,62 \times 10^3$	Wh/kg
efi_elec_to_h2	Eficiência do eletrolisador	75,5 %	–
efi_h2_to_elec	Eficiência da turbina a gás	34,8 %	–
efi_h2_storage_in	Eficiência do armazenamento de gás (entrada)	90,0 %	–
efi_h2_storage_out	Eficiência do armazenamento de gás (saída)	90,0 %	–
efi_elec_in	Eficiência do BESS (entrada)	90,0 %	–
efi_elec_out	Eficiência do BESS (saída)	90,0 %	–
ax_elec_to_h2_power	Potência instalada total de eletrolisadores	$52,50 \times 10^6$	W
max_gas_power	Potência nominal da turbina SGT-400	$11 \times 10^6$	W
min_uptime	Tempo mínimo de operação da UTE	6,0	h

Fonte: Elaborada pelo autor.

## APÊNDICE B – PARÂMETROS DO MODELO

Tabela 18: Parâmetros do modelo

<b>Definição</b>	<b>Tipo</b>	<b>Função no código</b>
param_load	Entrada	Carrega o dataframe SinBench com dados de carga
param_pv_gen	Entrada	Dados de geração intermitente do SinBench
h_2_price	Entrada	LCOH
param_spot_prices	Entrada	Importa o valor do PLD
max_elec_charge	Armazenamento de eletricidade	Limita a taxa de carga do BESS
max_elec_discharge	Armazenamento de eletricidade	Limita a taxa de descarga do BESS
elec_storage_size	Armazenamento de eletricidade	Capacidade nominal do BESS
elec_min_soc	Armazenamento de eletricidade	Define a mínima capacidade do BESS
elec_max_soc	Armazenamento de eletricidade	Define a máxima capacidade do BESS
max_h2_charge	Armazenamento de hidrogênio	Limita a taxa de carga do armazenamento de hidrogênio
max_h2_discharge	Armazenamento de hidrogênio	Limita a taxa de descarga do armazenamento de hidrogênio
h2_storage_size	Armazenamento de hidrogênio	Capacidade nominal do armazenamento de hidrogênio
h2_min_soc	Armazenamento de hidrogênio	Define a mínima capacidade de armazenamento de hidrogênio
h2_max_soc	Armazenamento de hidrogênio	Define a máxima capacidade de armazenamento de hidrogênio

Fonte: Elaborada pelo autor.

## APÊNDICE C – VARIÁVEIS UTILIZADAS NA MODELAGEM

Tabela 19: Variáveis do modelo

Definição	Tipo	Função no código
var_power_purchase	Comercialização de eletricidade	Armazena o montante de eletricidade comprado do grid
var_elec_charging	Armazenamento de eletricidade	Recarga do BESS
var_elec_discharging	Armazenamento de eletricidade	Descarga do BESS
var_elec_soc	Armazenamento de eletricidade	Medida de capacidade disponível no BESS
var_elet_on_off	Estado	Condição do eletrolisador (ON/OFF)
var_elec_to_h2_mass	Conversão	Quantidade de eletricidade destinada a produção de hidrogênio
var_h2_mass_from_elet	Conversão	Quantidade de hidrogênio produzido
var_h2_mass_to_storage	Armazenamento de gás	Quantidade de hidrogênio destinada para armazenamento
var_h2_mass_from_storage	Armazenamento de gás	Quantidade de hidrogênio consumida do armazenamento
var_h2_mass_to_elec	Conversão	Quantidade de hidrogênio destinada a produção de eletricidade
var_h2_mass_to_market	Conversão	Quantidade de hidrogênio destinada a venda no mercado de gás
var_gas_power_on_off	Estado	Condição da turbina (ON/OFF)

Fonte: Elaborada pelo autor.

## APÊNDICE D – RESTRIÇÕES DEFINIDAS NA MODELAGEM

Tabela 20: Restrições do modelo

Definição	Tipo	Função no código
max_eletroliser_power_constraint	Conversão	Potência instalada de eletrolisadores
model.max_gas_power_constraint	Conversão	Potência da turbina
start_up_shut_down_constraint	Estado	Impede que a turbina assuma dois estados simultaneamente
min_time_work_power_plant_constraint	Estado	Define um tempo mínimo de turbina em funcionamento
last_min_time_work_power_plant_constraint	Estado	Define um tempo mínimo de turbina em funcionamento para a última janela de tempo
h2_mass_to_storage_constraint	Estado	Define a o limite do armazenamento receber hidrogênio
h2_mass_from_storage_constraint	Estado	Restrição de fornecimentos a partir do tanque
elec_power_balance_constraint	Balanço de energia	Equaciona produção e consumo de eletricidade
h2_mass_balance_constraint_1	Balanço de energia	Equaciona produção e consumo de gás (saída do eletrolisador)
h2_mass_balance_constraint_2	Balanço de energia	Equaciona produção e consumo de gás (saída do tanque de armazenamento)
charge_discharge_elec_constraint	Armazenamento de eletricidade	Impossibilita carga e descarga do BESS no mesmo instante de tempo
max_charge_rate_constraint	Armazenamento de eletricidade	Estabelece a potência máxima absorvida durante a carga do BESS
max_discharge_rate_constraint	Armazenamento de eletricidade	Estabelece a potência máxima entregue durante a descarga do BESS
model.init_soc_constraint	Armazenamento de eletricidade	Restrição de carga inicial do BESS
soc_memory_constraint	Armazenamento de eletricidade	Modelagem do armazenamento gradual do BESS
charge_discharge_h2_constraint	Armazenamento de hidrogênio	Impossibilita carga e descarga do tanque de armazenamento no mesmo instante de tempo
max_h2_charge_rate_constraint	Armazenamento de hidrogênio	Limita a taxa de carga do tanque
max_h2_discharge_rate_constraint	Armazenamento de hidrogênio	Limita a taxa de descarga do tanque
model.init_h2_soc_constraint	Armazenamento de hidrogênio	Restrição de carga inicial do tanque
h2_soc_memory_constraint	Armazenamento de hidrogênio	Modelagem do armazenamento gradual do tanque

Fonte: Elaborada pelo autor.

**ANEXO A - DADOS TÉCNICOS DO ELETROLISADOR UTILIZADO**

# Elyzer P-300<sup>1</sup> – Technical Data

## Benefits of PEM Electrolysis

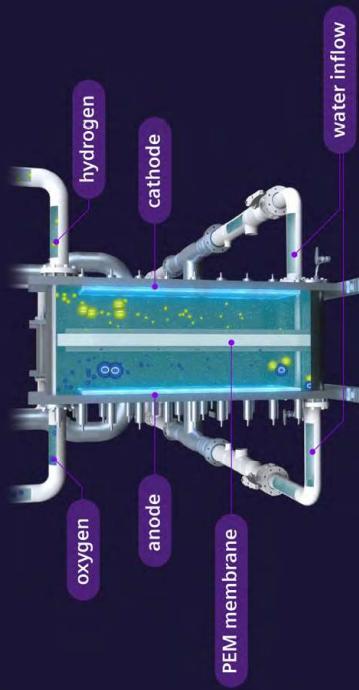
- High power density
- High dynamic operation range; direct coupling to renewables
- High efficiency and low module internal losses
- High gas purities
- Extreme low standby consumption
- Low maintenance needs
- Consumes only water and power, no hazardous chemicals

## Electrolysis type:

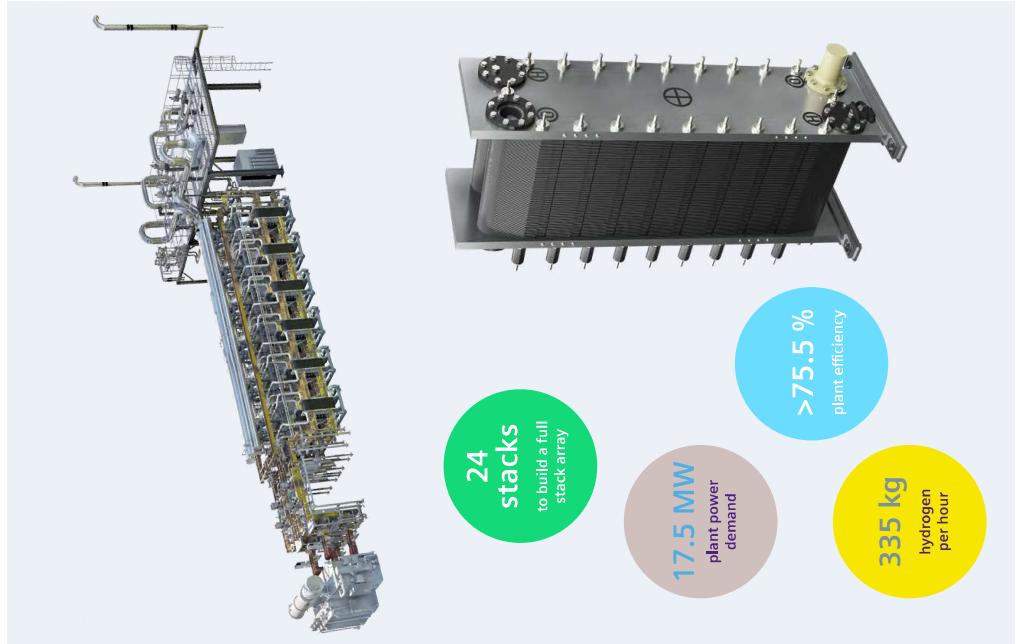
Electrolysis type:	PEM Atmospheric
Output Pressure (array):	100 mbar
Plant efficiency:	>75.5%
Minimum load:	down to 40%
Demineralized water consumption:	<10 l per kg hydrogen
Hydrogen quality:	up to 99.999% with de-oxy dryer
Startup time:	<1 minute
Dynamics:	up to 10 %
Stack design:	Optimized for 80k EOH*. Operation beyond 80k EOH possible.

1 The product name was changed from Silyzer 300. Elyzer P-300 is a trademark of Siemens Energy GmbH & Co. KG or affiliated registered in one or more countries.

## PEM Electrolysis – how does it work?



\*Equivalent Operating Hours



**ANEXO B – FOLHA DE DADOS DO BESS**

# BESS

# Battery Energy Storage Systems

**Storage** and **stability**  
for the evolving grid

Industrial Motors  
Commercial & Appliance Motors  
Automation  
**Digital & Systems**  
Energy  
Transmission & Distribution  
Coatings



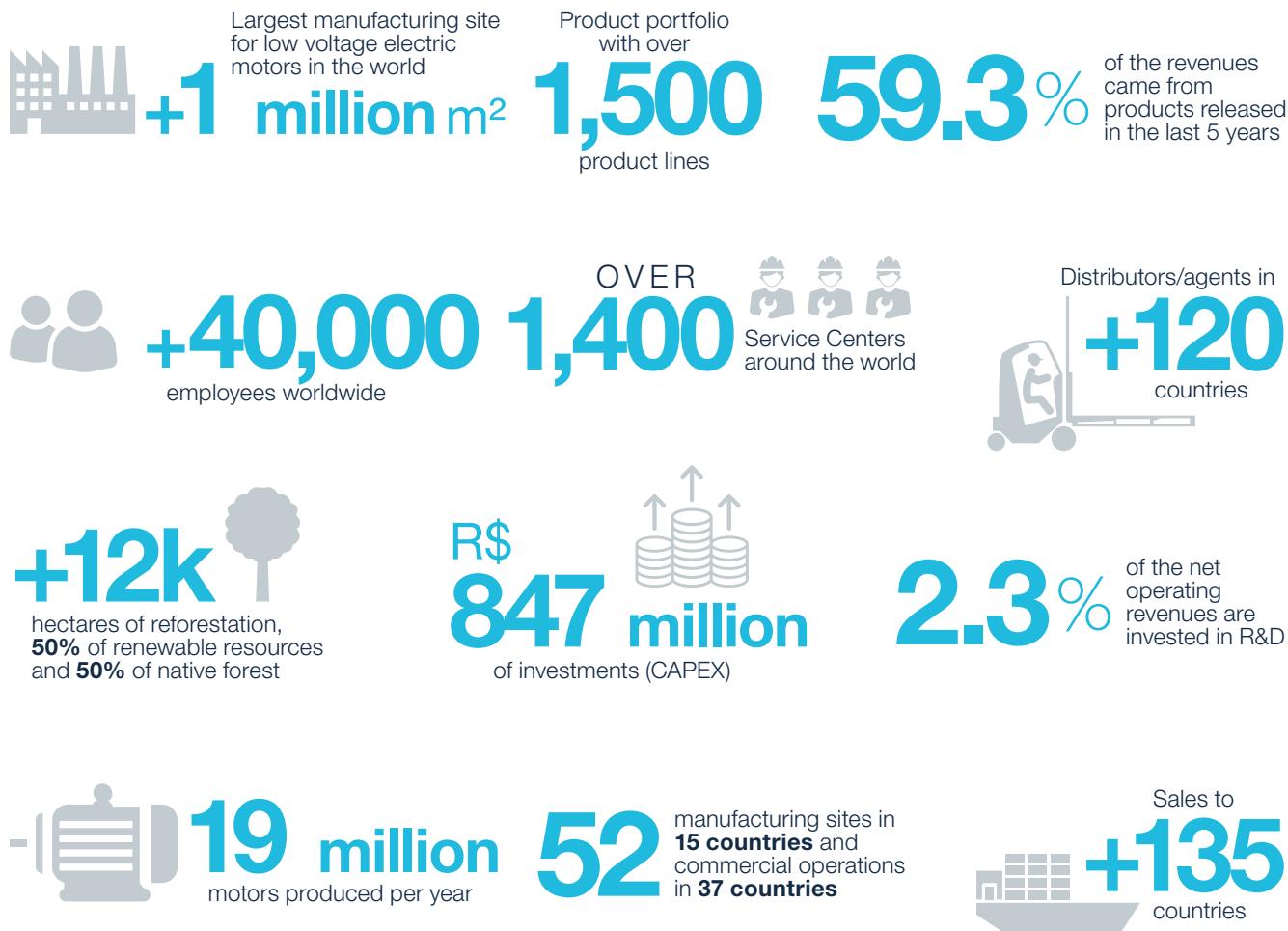
Driving efficiency and sustainability



# This is WEG

WEG is a global company and is regarded as one of the world's leading manufacturers of energy efficient electric motors, automation, power transmission, renewable resource technologies, solar, biomass and wind power generation, distribution equipment, and industrial coatings and varnishes. Doing business in over 135 countries, WEG is one of the top global players with background expertise to provide full turnkey systems for a wide variety of industrial applications.

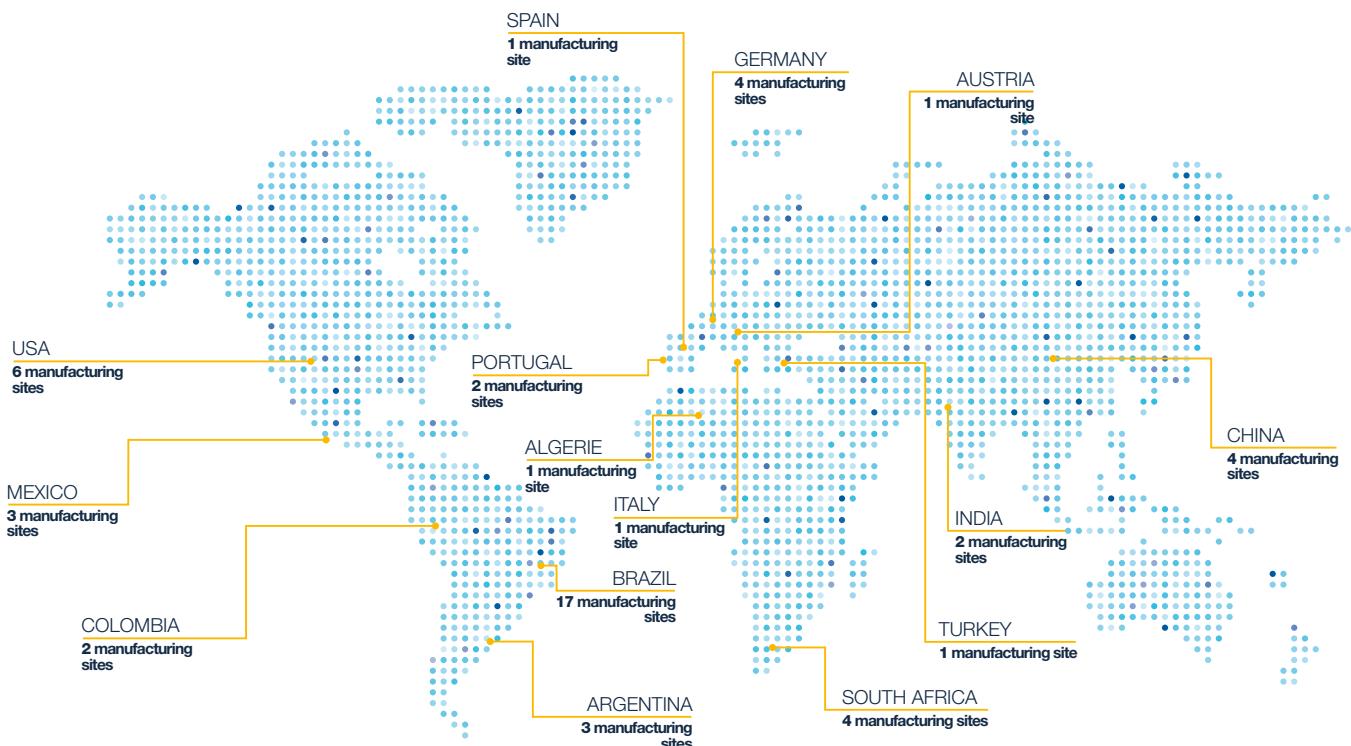
WEG initially started to produce electric motors and in the 80's the company expanded its business activities with the manufacture of electric and electronic components, industrial automation technologies, power and distribution transforms, liquid and powder coatings and insulating varnishes.



## A new way to allow interaction of people, companies and smart products.

For many years, we have been developing solutions to allow efficiency to be present in the industry in different ways. The connectivity era has opened up an universe of opportunities to collect and analyze multiple data. With that, giving the start of a new chapter in our history.

# WEG global presence



## Manufacturing sites related to BESS

### Batteries

**Jaraguá do Sul – SC Brazil**  
Building area 6,000 m<sup>2</sup> 64,584 ft<sup>2</sup>  
140 employees

**Gravataí – RS Brazil**  
Building area 162,414 m<sup>2</sup> 1,748,210 ft<sup>2</sup>  
352 employees

### Panels

**Jaraguá do Sul – SC Brazil**  
Building area 944,231 m<sup>2</sup> 10,163,620 ft<sup>2</sup>  
14,155 employees

**Cota – Colombia**  
Building area 15,069 m<sup>2</sup> 162,201 ft<sup>2</sup>  
282 employees

**Johannesburg (Robertsham) – South Africa**  
Building area 10,000 m<sup>2</sup> 107,639 ft<sup>2</sup>  
112 employees

**Cape Town – South Africa**  
Building area 8,102 m<sup>2</sup> 87,209 ft<sup>2</sup>  
32 employees

**Betim – MG Brazil**  
Building area 32,500 m<sup>2</sup> 349,827 ft<sup>2</sup>  
321 employees

**Itajubá – MG Brazil**  
Building area 11,800 m<sup>2</sup> 127,014 ft<sup>2</sup>  
350 employees

**Sabaneta – Colombia**  
Building area 6,864 m<sup>2</sup> 73,883 ft<sup>2</sup>  
195 employees

### Transformers

**Blumenau – SC Brazil**  
Building area 264,611 m<sup>2</sup> 2,848,249 ft<sup>2</sup>  
1,440 employees

**Washington – MO USA**  
Building area 16,343 m<sup>2</sup> 175,914 ft<sup>2</sup>  
227 employees

**Washington – MO USA**  
Building area 14,700 m<sup>2</sup> 158,229 ft<sup>2</sup>  
115 employees

**Tizayuca – Mexico**  
Building area 29,099 m<sup>2</sup> 313,219 ft<sup>2</sup>  
583 employees

**Johannesburg (Wadeville) – South Africa**  
Building area 45,000 m<sup>2</sup> 484,376 ft<sup>2</sup>  
95 employees

### E-houses

**Betim – MG Brazil**  
Building area 5,000 m<sup>2</sup> 53,819 ft<sup>2</sup>  
33 employees

### Panels and Transformers

**Huehuetoca – México**  
Building area 219,536 m<sup>2</sup> 2,363,066 ft<sup>2</sup>  
2,313 employees

### Panels, Transformers and E-Houses

**Itajaí – SC Brazil**  
Building area 222,971 m<sup>2</sup> 2,400,040 ft<sup>2</sup>  
1,054 employees

**Heidelberg – South Africa**  
Building area 39,816 m<sup>2</sup> 428,575 ft<sup>2</sup>  
90 employees

# Stepping towards sustainability

Aware that renewable sources of energy will cover a much larger share of the global energy demands, WEG has been doing major efforts to meet world's sustainability requirements. The outlines of a sustainable energy system are already becoming apparent at WEG since the company set itself ambitious goals for a clean energy supply from renewable resources and high efficiency electric products.

To make this possible, WEG keeps encouraging major technological advances and innovations onto its business strategy with the design, manufacturing and provision of energy efficient and eco-friendly solutions for a sustainable planet.

## Renewable is in our DNA

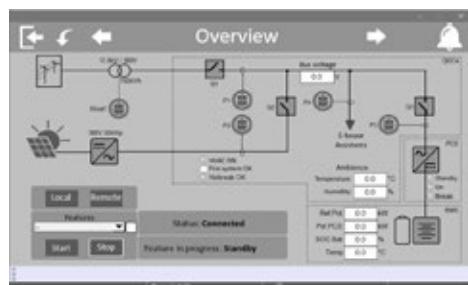
WEG has a strong presence in renewable power supply around the world, contributing to the increase use of Solar and Wind power generation. More than 4 GW in solar power plant and 1.5 GW wind power plants supplied and installed worldwide. More than 4 GW in solar power plants, 1.5 GW wind power plants and 8.5 GW in hydro generator supplied and installed worldwide.



# WEG's develop and manufacturing capabilities

## WEG Software and Automation

With 30 years of experience as a system integrator, developing software for PLCs and SCADA system, we rely on a solid team of engineers and specialists in industrial automation. The systems supplied by WEG fit a wide range of industrial activities, including: mining, energy, solar power plants, wind power plants, Sugar & Ethanol plants, chemical plants, steel, shipbuilding, machinery, Pulp & Paper. Modern and optimized solutions for a perfect integration at all levels of automation. There are more than 1,600 projects developed and commissioned throughout the world.



## WEG Electronics and Panels

Complete range of low and medium voltage electric & electronic products and automation solutions for several segments. Manufacturing of automation solutions to meet the demand of several industrial and building segments such as Drives, Controls, Electrical panels, Automation systems, Machine safety, Building technologies, etc.

- Own electronic board assembling line to develop and manufacturing drivers to the Bidirectional Power Converter WEG



- Latin America's largest electric panels manufacturer





## WEG's E-House

The WEG's E-Houses are an integrated solution with a customized design and manufacture to meet each customer's specific needs. Assembled in a single platform, they may integrate the electrical and automation systems, such as transformers, medium voltage control gear and switchgear, medium voltage and low voltage MCCs, PLCs and auxiliary equipment. The units are delivered assembled, interconnected, and tested at the factory. They represent a customized solution, eliminating the need of masonry works and different suppliers. In addition, since there are no size limitations, they can be used in small and large installations, in many different environments, even aggressive ones, and industrial activities.

## WEG's transformers

Since 1981, the transmission and distribution area has been developing the best transformers in the market. WEG is the largest transformer manufacturer in Latin America and the leader in the Brazilian market for mobile solutions. We have a wide variety of products that will meet all market segments.

The transformers are certified for Quality and Environmental Management System.

## WEG's support and engineering team

With global supply capacity of equipment and engineered solutions, WEG has the engineering team for the development of new products, in addition to dedicated teams for analysis of electrical systems. The number of engineers is above 10% of the total number of WEG employees in the world. For Energy Storage there are three centralized offices: Jaraguá do Sul/ SC in Brazil, Barre/VT and Duluth/GA in United States. Since day one, we support the customer assisting him to select the battery solution that best meet his project requirements. WEG has experience with multiple batteries chemistries and different energy storage technologies.

+  
**40,000**

employees worldwide

+  
**4,300**

engineers

**52**  
manufacturing sites



**15**  
countries



**4**  
continents

Distributors in **120 countries**



## WEG BESS projects

With the knowledge and experience of supplying and implementing solutions for various industrial and energy markets, WEG complements its portfolio with Battery Energy Storage Systems by providing its own or third-party integrated equipment and solutions matching with the requirements of the projects.

**300 kW / 600 kWh**



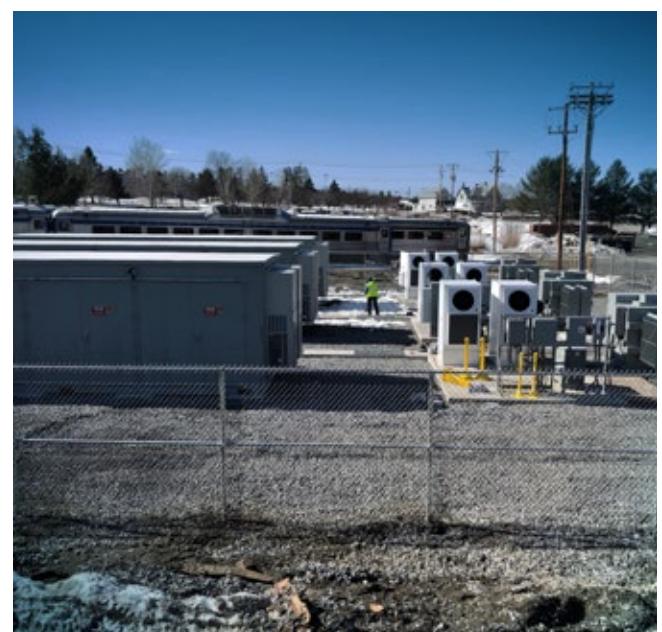
**2,000 kW / 5,300 kWh**



**1,000 kW / 1,000 kWh**



**5,000 kW / 18,000 kWh**

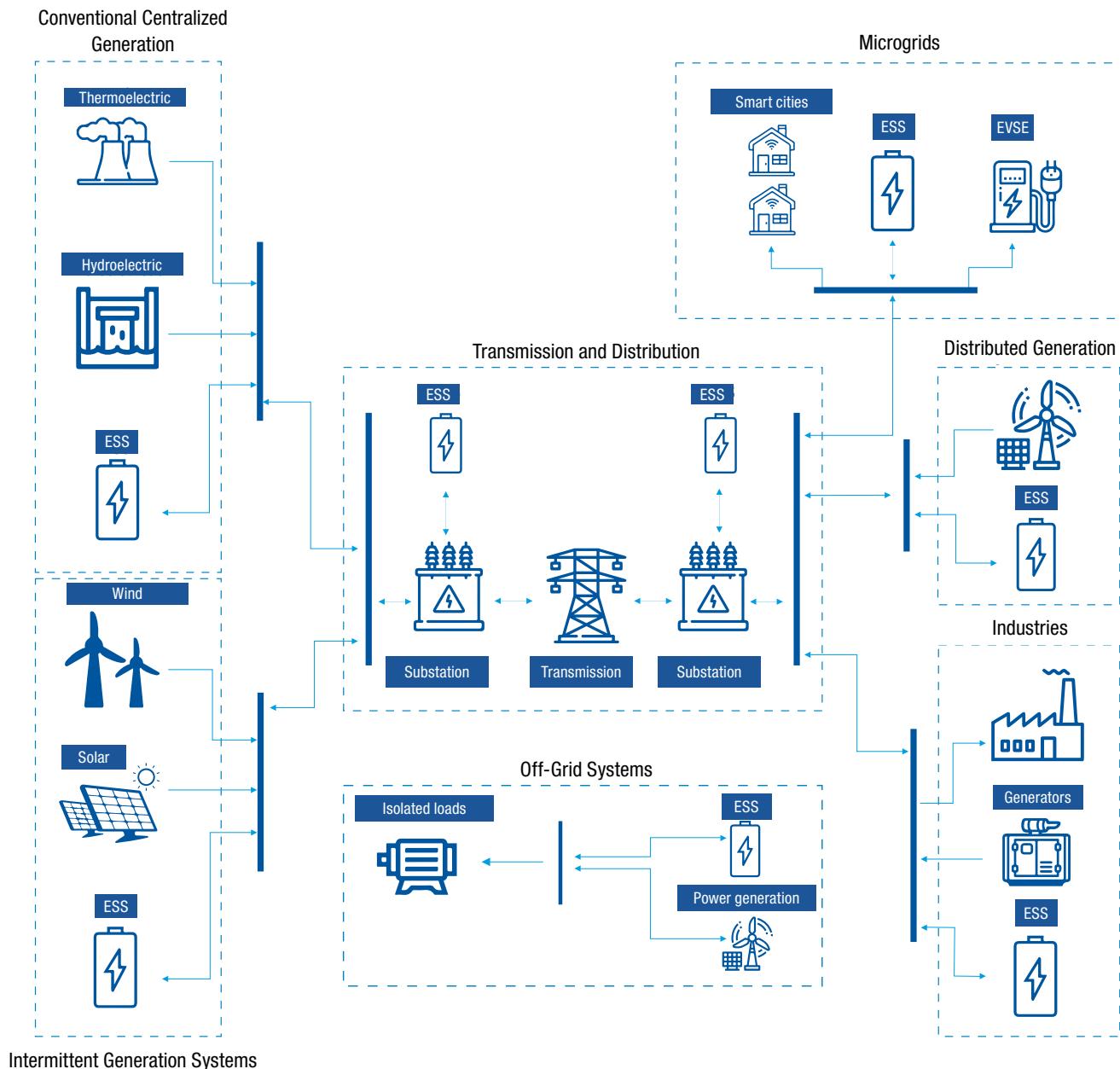


# Energy available and under control from generation to consumption

The BESS is a **complete electrical energy storage and management system** that can be configured to perform numerous functions – from reducing the intermittency of renewable generation sources to performing ancillary services in power substations.

The system consists of an **energy control and management solution** which coordinates the operating modes and optimizes their performance, ensuring higher efficiency and better use of energy resources, in addition to providing operational flexibility and energy supply reliability.

## Connection points



# Type of services



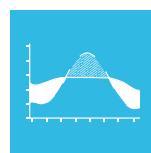
Black start



Power stabilization



Energy management



Load leveling



Microgrids



Peak shaving



Power factor regulation



Voltage and frequency regulation



Peak shifting



Energy backup

Note: the operating modes for each system will be defined according to the specific needs of each application.

## Main applications

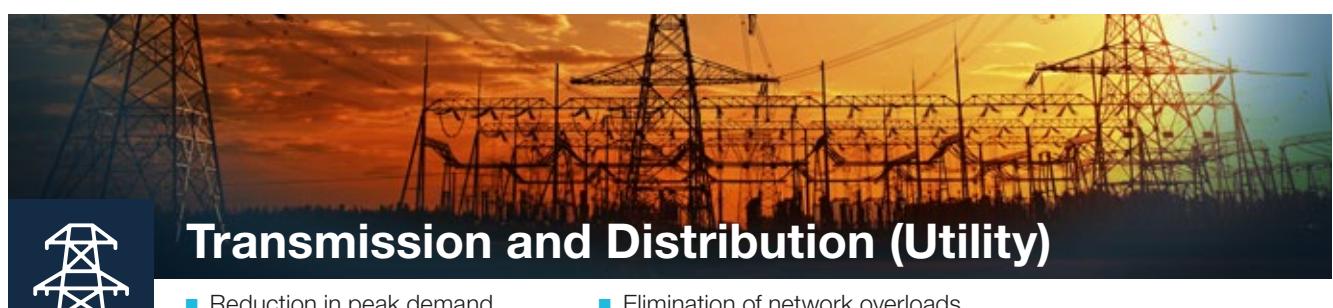


### Power Generation



For use in parallel with intermittent generation sources (wind and solar)

- Voltage regulation
- Frequency regulation
- Power stabilization
- Reliability in power supply



### Transmission and Distribution (Utility)



- Reduction in peak demand
- Postponement of investments
- Elimination of network overloads
- Load balancing



### Industry Commercial and Industrial (C&I)



- Microgrids and isolated systems
- Reduction in consumption
- Distributed storage
- Energy backup
- Response to passive demand
- Energy management
- Transportation sector (in parallel with electric vehicle charging stations)

# One stop shop for energy storage systems

We can handle the entire process from design to commissioning. Since day one we support the customer assisting him to select the battery solution that best meet his project requirements. WEG has experience with multiple batteries chemistries and different energy storage technologies.

## Main equipments

- Power Converter Systems
- Battery System (Rack, Container or Cluster)
- Power Transformers (Dry Type or Oil Type)
- High and Low Voltage Panels and Switchgears
- Energy Management System

## Main services

- Engineering services (site layout, single line diagrams, electrical studies, interconnection drawings, automation, drawings, system concept and design)
- Project & Site Management
- Civil work & Installation
- Commissioning

## Special services

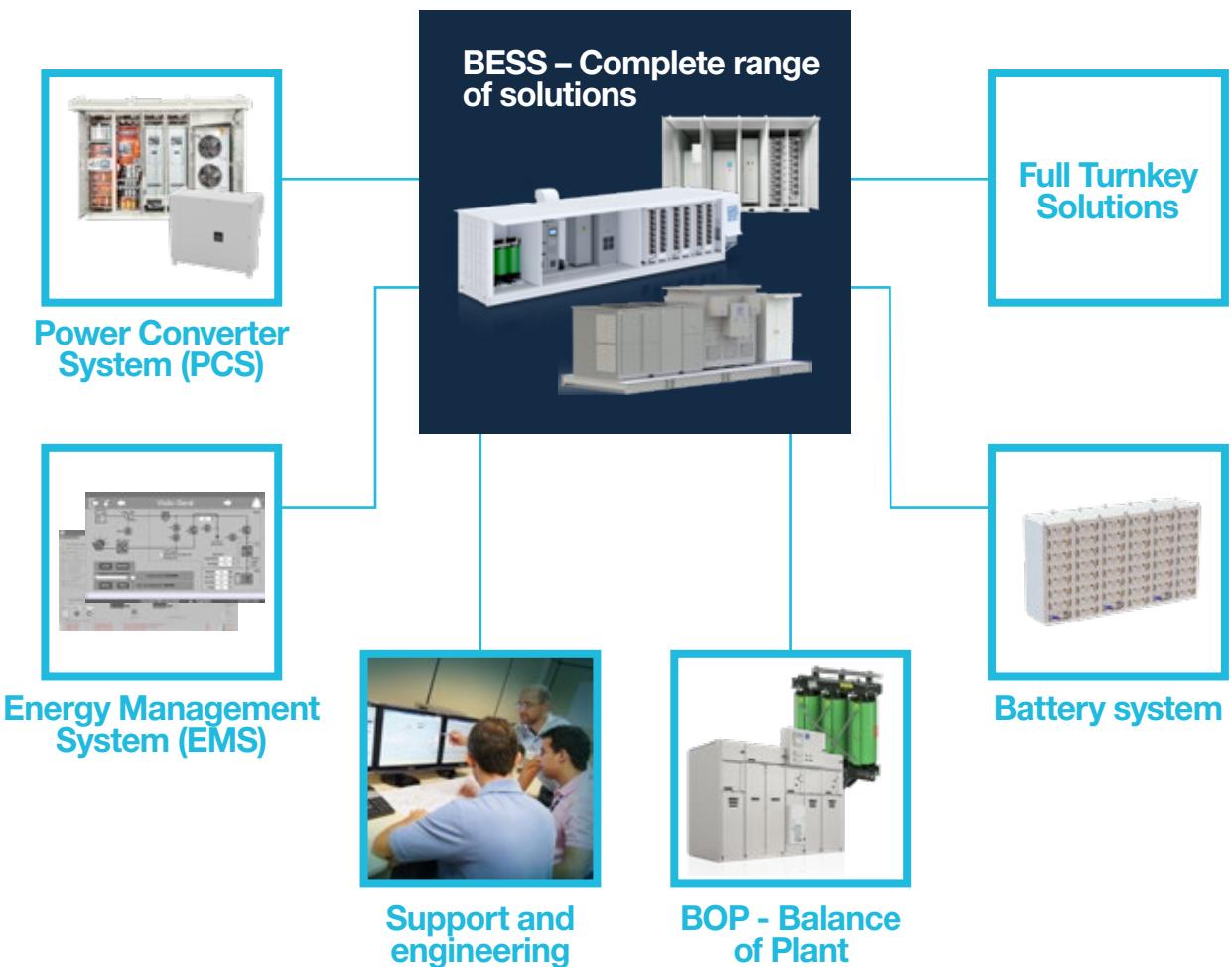
- Customer BESS design support
- Site Development support
- Permitting support
- Site Preparation support
- O&M Agreement & Warranty Management

*Note: the offer of products and services may vary by region. Consult your local representative.*



# BESS solutions

**Providing solution from some kWh to hundred MWh focused to meet the customer requirements,** WEG uses own or third-party products with the high level of quality procedure and qualification with options to attend the UL, IEC and CE market.



Our biggest motivation is meet the customer requirements.

## Integrated battery solution

- Complete BESS integration or complete battery solution including battery enclosure, fire detection and suppression system, HVAC system and DC disconnect.
- From small projects with some kilowatt-hour to hundreds of kilowatt-hours.



## Power converter system

- Integrated power converter system including PCS, transformer and/or High Voltage Switch Gear. Option to supply the equipment's individually.
- From small projects with some kilowatt to hundreds of kilowatts.



## Transformers

- Large portfolio fitting all the possibilities to the project necessity.



## Low voltage panel distribution systems

- Developing and manufacturing of low voltage auxiliar power panel according the standards and tests required.



## Energy Management System - EMS

- Software team to develop the SCADA for the entire Energy Storage Plant, controlling since the battery communication to the cloud system.



## Engineering and services

- Engineering to develop or support the customer BESS specification.
- Development of site layout, single line diagrams, electrical studies, interconnection drawings, automation drawings, system concept and design.
- Civil work, electrical instalation, comisionaing and O&M agreement.



## Notes

## Notes

The scope of WEG Group solutions  
is not limited to products and solutions  
presented in this catalogue.

**To see our portfolio, contact us.**

**For WEG's worldwide  
operations visit our website**



**www.weg.net**



 [bess@weg.net](mailto:bess@weg.net)