

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA NUCLEAR
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS E TÉCNICAS NUCLEARES

Douglas Silva de Oliveira

ANÁLISE MULTICRITÉRIO PARA VIABILIZAÇÃO DE UMA
MATRIZ ENERGÉTICA DE BAIXO CARBONO NO BRASIL:
ESTUDO DE CASO SOBRE O HIDROGÊNIO VERDE

Belo Horizonte

2025

Douglas Silva de Oliveira

ANÁLISE MULTICRITÉRIO PARA VIABILIZAÇÃO DE UMA
MATRIZ ENERGÉTICA DE BAIXO CARBONO NO BRASIL:
ESTUDO DE CASO SOBRE O HIDROGÊNIO VERDE

Dissertação de Mestrado apresentada ao Colegiado do Programa de pós-graduação em Ciências e Técnica Nucleares como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Mestre em Análise e Planejamento de Sistemas Energéticos. Eixo de Formação: Engenharia Nuclear e da Energia.

Orientador: Prof. Carlos Eduardo Velasquez Cabrera

O48a	<p>Oliveira, Douglas Silva de.</p> <p>Análise multicritério para viabilização de uma matriz energética de baixo carbono no Brasil [recurso eletrônico] : estudo de caso sobre o hidrogênio verde / Douglas Silva de Oliveira. – 2025.</p> <p>1 recurso online (200 f. : il., color.) : pdf.</p> <p>Orientador: Carlos Eduardo Velasquez Cabrera.</p> <p>Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.</p> <p>Inclui bibliografia.</p> <p>1. Engenharia nuclear – Teses. 2. Recursos energéticos – Teses. 3. Hidrogênio – Teses. 4. Carbono – Teses. I. Cabrera, Carlos Eduardo Velasquez. II. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. III. Título.</p> <p>CDU: 621.039(043)</p>
------	--



FOLHA DE APROVAÇÃO

Análise Multicritério para Viabilização de uma Matriz Energética de Baixo Carbono no Brasil: Estudo de Caso sobre o Hidrogênio Verde

DOUGLAS SILVA DE OLIVEIRA

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

Aprovada em 26 de junho de 2025, pela banca constituída pelos membros:

Documento assinado digitalmente
gov.br CARLOS EDUARDO VELASQUEZ CABRERA
Data: 27/06/2025 09:06:29-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Carlos Eduardo Velasquez Cabrera - Orientador
Departamento de Engenharia Nuclear - UFMG

Documento assinado digitalmente
gov.br ANDRE FELIPE SIMOES
Data: 29/06/2025 19:53:15-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. André Felipe Simões
Universidade de São Paulo

Documento assinado digitalmente
gov.br LUCIANO BASTO OLIVEIRA
Data: 27/06/2025 09:18:16-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Dr. Luciano Basto Oliveira
Empresa de Pesquisas Energéticas

Documento assinado digitalmente
gov.br RICARDO BRANT PINHEIRO
Data: 01/07/2025 19:32:01-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Ricardo Brant Pinheiro
Departamento de Engenharia Nuclear - UFMG

Belo Horizonte, 26 de junho de 2025.

Agradecimentos

Agradeço,

A todos que compartilharam desta árdua caminhada até aqui e se fizeram presentes nos momentos difíceis e nos dias felizes.

Gostaria de expressar minha profunda gratidão a pessoas importantes em minha jornada acadêmica. Em primeiro lugar, desejo direcionar meus agradecimentos especiais à Luíza Guimarães Raso. Seu apoio inabalável, amor incondicional e revisão gramatical foram fundamentais para a conclusão deste trabalho.

Também gostaria de agradecer ao professor Carlos Eduardo Velasquez Cabrera por sua orientação neste trabalho e paciência nos momentos de construção desta dissertação.

Agradeço também à minha família, por sempre me apoiar e estar junto nessa jornada, desde os primeiros anos de estudo até a finalização deste projeto. Um agradecimento especial à minha mãe, por ser a pessoa mais pura e íntegra que conheço, que com seu amor pelos filhos nos ajudou a trilhar os caminhos da vida. Agradeço também à minha tia Odete, que não está mais entre nós, mas sempre apoiou e me deu forças em todos os desafios que enfrentei, descanse em paz e espero que esteja orgulhosa de mim. Ao meu irmão Flávio e minha irmã Izabella, que sempre estiveram junto comigo e compartilharam os momentos bons e os momentos difíceis. E minhas primas, Maria Luiza e Maria Eduarda, que se tornaram minhas irmãs ao longo dos anos e sempre estiveram comigo nessa caminhada.

Aqueles que não acreditam na história estão condenados a repetí-la.

George Santayana

Resumo

Esta dissertação analisa caminhos para viabilizar uma matriz energética de baixo carbono no Brasil, tomando o hidrogênio verde como estudo de caso. Apesar da matriz elétrica brasileira ser majoritariamente renovável, o setor energético responde por mais de 25% das emissões líquidas nacionais de GEE, demandando ações de descarbonização alinhadas às metas das NDCs. Partindo do reconhecimento da transição como processo sociotécnico complexo – envolvendo transformações tecnológicas, institucionais e culturais –, o estudo combina análise técnico-econômica com perspectiva crítica sobre desafios e alternativas, focando em setores de difícil eletrificação.

A metodologia integrou análise espacial multicritério (QGIS) e modelagem técnico-econômica (HOMER Pro) para avaliar sinergias regionais e mitigação de CO₂. Três estados (MG, RS, PI) foram analisados, revelando demanda de 5,69 Mt/ano de H₂ verde para transição energética regional, com capacidade de mitigação de 42,7 MtCO₂/ano (10% das emissões do setor energético brasileiro). Os resultados indicam LCOH elevado (US\$ 5,45–14,20/kg vs. média global de US\$ 2–6,3/kg) e custo de mitigação de US\$ 367,74/tCO₂, refletindo desafios econômicos significativos para inserção do hidrogênio verde no contexto brasileiro.

Em síntese, o H₂ verde apresenta potencial estratégico para descarbonização em setores específicos, porém sua escalabilidade no Brasil está condicionada a reduções de custos via ganhos de escala, inovação tecnológica e arcabouços regulatórios dedicados. A transição para matriz de baixo carbono exige abordagem pluralista, considerando sinergias e competições com biocombustíveis/biomassa, alinhada às metas das NDCs brasileiras, além da integração de impactos sociais e distributivos para garantir transição justa. Conclui-se que, embora incipiente e economicamente desafiador, o hidrogênio verde pode contribuir como vetor complementar na descarbonização brasileira, particularmente em nichos com alternativas limitadas, desde que inserido em estratégia energética abrangente que priorize as especificidades do contexto nacional.

Palavras-chave: hidrogênio verde; matriz energética de baixo carbono; análise multicritério; modelagem técnico-econômica; mitigação de CO₂.

Abstract

This dissertation analyzes ways to make a low-carbon energy matrix viable in Brazil, taking green hydrogen as a case study. Although the Brazilian electricity matrix is mostly renewable, the energy sector accounts for more than 25% of net national GHG emissions, requiring decarbonization actions in line with the goals of the NDCs. Starting from the recognition of the transition as a complex socio-technical process - involving technological, institutional and cultural transformations - the study combines technical-economic analysis with a critical perspective on challenges and alternatives, focusing on sectors that are difficult to electrify.

The methodology integrated multi-criteria spatial analysis (QGIS) and technical-economic modeling (HOMER Pro) to evaluate regional synergies and CO₂ mitigation. Three states (MG, RS, PI) were analyzed, revealing a demand for 5.69 Mt/year of green H₂ for regional energy transition, with a mitigation capacity of 42.7 MtCO₂/year (10% of emissions from the Brazilian energy sector). The results indicate a high LCOH (US\$ 5.45-14.20/kg vs. global average of US\$ 2-6.3/kg) and a mitigation cost of US\$ 367.74/tCO₂, reflecting significant economic challenges for the insertion of green hydrogen in the Brazilian context.

In summary, green H₂ has strategic potential for decarbonization in specific sectors, but its scalability in Brazil is conditional on cost reductions via gains in scale, technological innovation and dedicated regulatory frameworks. The transition to a low-carbon matrix requires a pluralistic approach, considering synergies and competition with biofuels/biomass, aligned with the goals of the Brazilian NDCs, as well as the integration of social and distributive impacts to ensure a just transition. The conclusion is that, although incipient and economically challenging, green hydrogen can contribute as a complementary vector in Brazilian decarbonization, particularly in niches with limited alternatives, as long as it is part of a comprehensive energy strategy that prioritizes the specificities of the national context.

Keywords: green hydrogen; low carbon energy matrix; multicriteria analysis; technical-economic modeling; CO₂ mitigation; economic viability.

Lista de figuras

Figura 2.1 – Arranjo Sociotécnico do Hidrogênio Verde no Brasil. Elaborado pelo autor.	46
Figura 3.1 – Exemplo de camadas reprojctadas no QGIS.	60
Figura 3.2 – Rasterização de massas d’água no QGIS.	61
Figura 3.3 – Mapa de proximidade para a camada de Vegetação Florestal.	62
Figura 3.4 – Dados brutos de declividade antes do tratamento. Fonte: Adaptado de CPRM (2024).	64
Figura 3.5 – Declividade reclassificada para aptidão energética.	64
Figura 3.6 – Componentes do ISH. Fonte: Adaptado de SNIRH (2023).	65
Figura 3.7 – ISH para o Brasil em 2035. Fonte: Adaptado de ANA (2024).	65
Figura 3.8 – Distribuição espacial do DNI reclassificado. Regiões amarelas (>5.375 kWh/m ²) são ótimas para projetos solares.	65
Figura 3.9 – Densidade de potência eólica a 150m. Tons vermelhos indicam >750 W/m ²	66
Figura 3.10–Reclassificação de áreas próximas à vegetação primária.	67
Figura 3.11–Zonas de aptidão hídrica.	68
Figura 3.12–Aptidão relativa a áreas protegidas.	69
Figura 3.13–Delimitação funcional do potencial solar mineiro mediante recorte por regiões imediatas.	71
Figura 3.14–Distribuição nacional de usinas renováveis operacionais.	72

Figura 3.15–Sobreposição crítica: potencial solar versus usinas existentes em Minas Gerais.	73
Figura 3.16–Áreas prioritárias para hidrogênio verde em São Francisco/MG.	75
Figura 3.17–Arquitetura inicial do HOMER Pro para simulação de sistemas híbridos.	77
Figura 3.18–Aba <i>Load</i> no HOMER Pro.	77
Figura 3.19–Aba <i>Components</i> no HOMER Pro.	77
Figura 3.20–Aba <i>Resources</i> no HOMER Pro.	78
Figura 3.21–Aba <i>Project</i> no HOMER Pro.	78
Figura 3.22–Variáveis econômicas do projeto no HOMER Pro.	78
Figura 3.23–Interface de georreferenciamento com integração de dados climáticos históricos.	80
Figura 3.24–Processamento de dados solares: (A) Valores mensais, (B) Índice de claridade.	80
Figura 3.25–Perfil eólico com ajuste altimétrico via Lei de Potência.	82
Figura 3.26–Perfil térmico médio mensal com extremos históricos registrados.	82
Figura 3.27–Validação experimental da curva de potência teórica.	83
Figura 3.28–Interface de configuração da turbina eólica no HOMER Pro.	84
Figura 3.29–Configuração do conversor CA/CC no HOMER Pro.	85
Figura 3.30–Parametrização do painel fotovoltaico no HOMER Pro.	85
Figura 3.31–Configuração do tanque de armazenamento de hidrogênio.	86
Figura 3.32–Modelagem do eletrolisador PEM com parâmetros dinâmicos.	86
Figura 3.33–Perfil de carga industrial no HOMER Pro.	87
Figura 3.34–Interface de modelagem de carga no HOMER Pro. Elementos: Perfil diário, Sazonalidade anual, Dados horários, Parâmetros de penalidade.	87
Figura 3.35–Perfil de carga comercial no HOMER Pro.	88
Figura 3.36–Interface do HOMER Pro destacando a simulação de fluxo de caixa (esquerda) e resultados econômicos, incluindo NPC e LCOH (direita). Fonte: Adaptado de Energy (2023).	92
Figura 3.37–Perfil de carga industrial contínuo para produção de hidrogênio verde.	95
Figura 3.38–Esquemático do sistema de hidrogênio verde no HOMER Pro.	96
Figura 3.39–Interface de otimização de componentes no HOMER Pro.	97
Figura 3.40–Comparação entre cenários de otimização no HOMER Pro.	97

Figura 4.1 – Mapa multicritério do potencial solar do Brasil. Fonte: Elaboração própria.	103
Figura 4.2 – Mapa multicritério do potencial eólico do Brasil. Fonte: Elaboração própria.	104
Figura 4.3 – Mapa de potencial híbrido do Brasil. Fonte: Elaboração própria.	106
Figura 4.4 – Potencial solar em Minas Gerais. Fonte: Elaboração própria.	108
Figura 4.5 – Potencial eólico no Rio Grande do Sul. Fonte: Elaboração própria.	109
Figura 4.6 – Potencial híbrido no Piauí. Fonte: Elaboração própria.	110
Figura 4.7 – Projetos otimizados da planta de hidrogênio verde em Montes Claros/MG para o setor industrial.	113

Lista de tabelas

Tabela 2.1 – Desempenho comparado do hidrogênio verde por setor no contexto brasileiro.	46
Tabela 3.1 – Fontes das camadas geoespaciais utilizadas.	60
Tabela 3.2 – Parâmetros de análise de proximidade.	61
Tabela 3.3 – Classificação de declividade conforme IBGE e EMBRAPA.	63
Tabela 3.4 – Hierarquia de pesos para análise multicritério.	70
Tabela 3.5 – Hierarquização municipal considerando viabilidade técnica e indicadores sociais. Elaborado pelo autor.	74
Tabela 3.6 – Parâmetros operacionais diferenciados por fonte renovável.	75
Tabela 3.7 – Projeções técnicas para São Francisco/MG.	75
Tabela 3.8 – Parâmetros econômicos setoriais para análise de viabilidade.	79
Tabela 3.9 – Decomposição detalhada das perdas eólicas.	83
Tabela 3.10–Especificações técnicas da turbina eólica.	84
Tabela 3.11–Parâmetros de combustíveis comparativos (Environment, 2015; Ireland, 2025)	94
Tabela 4.1 – Resumo do potencial de hidrogênio por estado	110
Tabela 4.2 – Comparação dos principais indicadores técnico-econômicos dos projetos de hidrogênio verde em Montes Claros/MG e Pirapora/MG (Industrial).	115
Tabela 4.3 – Comparação dos principais indicadores técnico-econômicos do projeto de hidrogênio verde em Patos de Minas/MG (Industrial).	116

Tabela 4.4 – Comparação dos principais indicadores técnico-econômicos dos projetos de hidrogênio verde no setor agropecuário em Unaí, Montes Claros e Patos de Minas/MG.	118
Tabela 4.5 – Comparação dos principais indicadores técnico-econômicos dos projetos de hidrogênio verde no setor de transportes em Januária, Montes Claros, Patos de Minas, Pirapora, São Francisco e Unaí/MG.	119
Tabela 4.6 – Indicadores estratégicos para implantação do hidrogênio verde em Minas Gerais. Valores refletem variações geoeconômicas regionais.	120
Tabela 4.7 – Resumo do projeto de hidrogênio verde – Caxias do Sul/RS (Metalúrgico)	123
Tabela 4.8 – Comparação dos principais indicadores técnico-econômicos dos projetos de hidrogênio verde no setor de amônia em Bagé, Pelotas e Sant’Ana do Livramento/RS.	125
Tabela 4.9 – Comparação dos principais indicadores técnico-econômicos dos projetos de hidrogênio verde no setor agropecuário em Santa Maria, Santiago, Soledade e Caxias do Sul/RS.	126
Tabela 4.10–Comparação dos principais indicadores técnico-econômicos dos projetos de hidrogênio verde no setor de transportes em Pelotas, Santa Maria e Bagé/RS.	129
Tabela 4.11–Indicadores estratégicos para implantação do hidrogênio verde no Rio Grande do Sul.	130
Tabela 4.12–Resumo dos principais indicadores técnico-econômicos do projeto de hidrogênio verde para o setor metalúrgico em Picos/PI.	133
Tabela 4.13–Comparação dos principais indicadores técnico-econômicos dos projetos de hidrogênio verde no setor industrial (amônia) em São Raimundo Nonato e Paulistana/PI.	135
Tabela 4.14–Comparação dos indicadores técnico-econômicos dos projetos de hidrogênio verde no setor agropecuário em municípios piauienses.	136
Tabela 4.15–Comparação dos indicadores técnico-econômicos dos projetos de hidrogênio verde no setor de transportes em municípios piauienses.	138
Tabela 4.16–Indicadores estratégicos para implantação do hidrogênio verde no Piauí por setor econômico.	139
Tabela 4.17–Indicadores consolidados por estado	141

Tabela 4.18–Impacto financeiro direto da dessalinização no orçamento total. . . . 144

Lista de abreviaturas e siglas

AEM	Anion Exchange Membrane
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Brasil
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BECSS	Bioenergia com Captura e Armazenamento de Carbono
BF	Blast Furnace
BF-BOF	Blast furnace ironmaking and basic oxygen furnace steelmaking
BPC	Benefício de Prestação Continuada
CATF	Clean Air Task Force
CCUS	Carbon Capture, Utilisation and Storage
CEBRI	Centro Brasileiro de Relações Internacionais
CGEE	Centro de Gestão e Estudos Estratégicos
CMIP6	Coupled Model Intercomparison Project Phase 6
CNG	Compressed Natural Gas
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CSIRO	Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation
DRI	Direct reduced iron

EAF	Electric arc furnace
EDGAR	Emissions Database for Global Atmospheric Research
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FCH	Fuel Cells and Hydrogen
FE	Fossil energy
GEE	Gases de Efeito Estufa
GNL	Gás Natural Liquefeito
GNV	Gás Natural Veicular
H2ICE	Hydrogen Fueled Internal Combustion Engine
HCNG	Hydrogen-enriched compressed natural gas
HFCEV	Hydrogen Fuel Cell Electric Vehicle
ICEV	Internal Combustion Engine Vehicle
IEA	International Energy Agency
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IPHE	International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy
IRENA	International Renewable Energy Agency
ISO	International Organization for Standardization
JRC	Joint Research Centre
MLP	Paradigma Multinível
Mt	Metric tonnes
MTep	Milhões de tonelada equivalente de petróleo
ODS	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
ONU	Organização das Nações Unidas

P&DI	Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PEM	Proton Exchange Membrane
PNH2	Programa Nacional de Hidrogênio
REN21	Renewable Energy Policy Network for the 21st Century
RER	Recursos Energéticos Renováveis
SAF	Sustainable Aviation Fuel
SNIRH	Sistema Nacional de Informações sobre Recursos Hídricos
SRC	Sistema de Referência de Coordenadas
TEP	Tonelada Equivalente de Petróleo
WHEC	World Hydrogen Energy Conference
WLTP	Worldwide Harmonized Light Vehicles Test Procedure

Lista de símbolos

<i>J</i>	Joule (unidade)
<i>MJ</i>	Mega-Joule (10^3 joules)
<i>GJ</i>	Giga-Joule (10^9 joules)
<i>TJ</i>	Tera-Joule (10^{12} joules)
<i>PJ</i>	Peta-Joule (10^{15} joules)
<i>kWh</i>	kilowatt-hora (unidade)
<i>MW</i>	Mega-watt

Sumário

1	Introdução	23
1.1	Tema e Objetivos	28
1.2	Justificativa	29
1.3	Delimitação do Tema e Problematização	30
1.4	Estrutura da Dissertação	30
2	Fundamentação Teórica	31
2.1	Transição Energética como Processo Sociotécnico Complexo	32
2.1.1	Transições no Contexto Brasileiro: Críticas e Paradoxos	33
2.1.2	O Caso Brasileiro: Lock-in Fóssil e Superávit Renovável	38
2.1.3	Dimensões da Justiça Energética na Transição	40
2.2	Hidrogênio Verde no Contexto da Transição	41
2.2.1	Fundamentos Técnicos e Aplicações: Entre Potencial e Lock-ins	42
2.2.2	Análise Crítica de Trade-offs: Dimensões da Justiça Energética	44
2.2.3	Eficiência Setorial e Controvérsias: Entre Desempenho Técnico e Equidade	45
2.2.4	Rotas alternativas de baixo carbono: bioenergia, CCS e outras tecnologias	47
2.3	Contexto Brasileiro: Especificidades, Oportunidades e Desafios	50
2.3.1	A Dicotomia Energética: Abundância Renovável versus Intensidade Carbônica Setorial	51
2.4	Governança Climática e as NDCs Brasileiras	53

2.4.1	Contradições na Política Energético-Climática	53
2.4.2	Potencial de Contribuição do H ₂ Verde para as NDCs	54
3	Metodologia	58
3.1	Fundamentação Metodológica	58
3.2	Análise Espacial com QGIS	59
3.2.1	Aquisição e Tratamento Inicial dos Dados	60
3.2.2	Conversão para Raster e Análise de Proximidade	61
3.2.3	Tratamento e Reclassificação de Camadas Específicas	62
3.2.3.1	Declividade do Terreno	62
3.2.3.2	Índice de Segurança Hídrica (ISH)	63
3.2.3.3	Potencial Solar e Eólico	64
3.2.4	Definição dos Critérios	66
3.2.4.1	Camadas de Ocupação do Solo	67
3.2.4.2	Camada de Massas d'Água	67
3.2.4.3	Áreas de Conservação e Protegidas	68
3.2.5	Análise Multicritério Ponderada	69
3.2.6	Recortes dos Mapas multicritério	70
3.2.7	Avaliação de Usinas Existentes	71
3.2.8	Seleção de Áreas para Projetos de Hidrogênio Verde	72
3.2.9	Avaliação do Potencial Técnico	74
3.2.10	Exemplo Aplicativo: São Francisco/MG	75
3.3	Modelagem e Otimização com HOMER Pro	76
3.3.1	Configuração Técnica e Fluxo Operacional	76
3.3.2	Parametrização Econômica Setorial com Integração de Justiça Ener- gética	78
3.3.3	Modelagem dos Parâmetros Técnicos dos Projetos	80
3.3.3.1	Configuração Inicial e Geolocalização	80
3.3.3.2	Recurso Solar: Irradiação Global Horizontal (GHI)	81
3.3.3.3	Recurso Eólico: Velocidade e Perfil do Vento	81
3.3.3.4	Dados Térmicos: Temperatura Ambiente	81
3.3.4	Modelagem dos Equipamentos para Sistemas H ₂ Verde	82
3.3.4.1	Turbina Eólica de 1.5 MW	83

3.3.4.2	Sistema de Conversão CA/CC	84
3.3.4.3	Painel Fotovoltaico LONGi 310W	84
3.3.4.4	Tanque de Armazenamento de H ₂	85
3.3.4.5	Eletrolisador PEM	85
3.3.5	Modelagem do Perfil de Carga dos Projetos	86
3.3.5.1	Configurações Comuns	87
3.3.5.2	Setor Industrial	87
3.3.5.3	Setor Agropecuário	87
3.3.5.4	Setor de Transportes	88
3.3.6	Discussão Crítica de Parâmetros Econômicos e Limitações Compu- tacionais	88
3.3.7	Otimização Integrada e Análise de Sensibilidade	88
3.4	Cálculo do Consumo Hídrico nos Projetos	89
3.5	Avaliação de Viabilidade Econômica	91
3.6	Potencial de Redução de Emissões	93
3.6.1	Dados de Referência	93
3.7	Projeto Exemplo de Hidrogênio Verde	94
3.7.1	Seleção do Local e Parâmetros Iniciais	94
3.7.2	Definição da Demanda e Perfil de Carga	95
3.7.3	Componentes do Sistema	95
3.7.4	Processo de Otimização no HOMER Pro	96
3.7.5	Análise dos Resultados	97
3.7.5.1	Análise de Viabilidade do Cenário Otimizado	98
4	Resultados	100
4.1	Potencial de Produção de Hidrogênio Verde	100
4.1.1	Resultados da Análise Espacial com QGIS	100
4.1.1.1	Análise da Declividade	100
4.1.1.2	Análise da Segurança Hídrica	101
4.1.1.3	Análise do Potencial Solar	102
4.1.1.4	Análise do Potencial Eólico	104
4.1.1.5	Análise do Potencial Híbrido	105
4.1.2	Cálculo de Potencial de Produção de Hidrogênio	107

4.1.2.1	Potencial Solar em Minas Gerais	108
4.1.2.2	Potencial Eólico no Rio Grande do Sul	108
4.1.2.3	Potencial Híbrido no Piauí	109
4.2	Resultados da Otimização dos Projetos com HOMER Pro	111
4.2.1	Projetos Solares: Minas Gerais	111
4.2.1.1	Setor Industrial - Metalurgia	111
4.2.1.1.1	Setor Industrial – Montes Claros	113
4.2.1.2	Setor Industrial - Amônia	115
4.2.1.3	Setor Agropecuário	116
4.2.1.4	Setor de Transportes	117
4.2.1.5	Sumário Hidrogênio Verde – Minas Gerais	119
4.2.2	Projetos Eólicos - Rio Grande do Sul	122
4.2.2.1	Setor Industrial - Metalurgia	122
4.2.2.2	Setor Industrial - Indústria Química	124
4.2.2.3	Setor Agropecuário	125
4.2.2.4	Setor de Transportes	127
4.2.2.5	Sumário Hidrogênio Verde – Rio Grande do Sul	129
4.2.3	Projetos Híbridos - Piauí	131
4.2.3.1	Setor Industrial - Metalurgia	131
4.2.3.2	Setor Industrial - Amônia	133
4.2.3.3	Setor Agropecuário	135
4.2.3.4	Setor de Transportes	136
4.2.3.5	Sumário Hidrogênio Verde – Piauí	139
4.3	Sumário Projetos de Hidrogênio Verde – Brasil	141
4.4	Demanda Hídrica, Dessalinização e Conflitos Socioambientais	143
5	Discussão e Análises	145
5.1	Análise Crítica do Papel Estratégico do Hidrogênio Verde	146
5.2	Sinergias Competitivas na Matriz Brasileira	147
5.3	Contribuição Realista às Metas Climáticas Nacionais	148
5.4	Recomendações para Governança Estratégica	149
5.5	Trajetórias para Avanço do Conhecimento	150
6	Conclusão	151

Referências	154
-----------------------	-----

Introdução

A transição para uma economia de baixo carbono configura-se como desafio civilizatório do século XXI, impulsionada pela crescente crise climática e seus efeitos na sociedade. Dois fenômenos interconectados - o aquecimento global acelerado e a intensificação de eventos climáticos extremos - demandam respostas urgentes com profundas implicações científicas, socioeconômicas e ambientais. Fundamentos físico-químicos demonstram que a estabilização das concentrações atmosféricas de CO₂ exige emissões líquidas zero, dada sua persistência centenária (MATTHEWS; CALDEIRA, 2008)—fenômeno pelo qual frações significativas do CO₂ antropogênico permanecem na atmosfera por séculos antes da absorção por sumidouros naturais. Conforme evidencia revisão sistemática de ARCHER e BROVKIN (2008), estima-se que 20%-60% do CO₂ emitido persiste atmosférico por centenas a milhares de anos, estabelecendo uma inércia climática de longo prazo.

Este imperativo climático vincula-se diretamente à limitação do aquecimento global, com projeções recentes estabelecendo relação crítica: cada 1.000 GtCO₂ emitidas elevam a temperatura média global em aproximadamente 0,45°C (IC 95%: 0,27°C–0,63°C (WU-EBBLES, 2023)). Os orçamentos de carbono—quantidade máxima de CO₂ antropogênico emissível para manter o aquecimento dentro dos limites do Acordo de Paris (ROGELJ *et al.*, 2019)—mostram-se alarmantemente estreitos: apenas 500 GtCO₂ para 50% de chance de conter o aquecimento a 1,5°C (IPCC, 2023).

Contudo, modelos do sistema terrestre, como o CMIP6 (modelo mais recente de aprimoramento para projeções climáticas (World Climate Research Programme (WCRP), 2025)), revelam significativa variação nesses orçamentos devido a diferenças na sensibilidade climática (COX; WILLIAMSON; FRIEDLINGSTEIN *et al.*, 2024). O Sexto

1. Introdução

Relatório de Avaliação do IPCC (IPCC AR6, 2023) apresenta estimativas mais conservadoras: 140 GtCO₂ para 67% de chance de limitar o aquecimento a 1,5°C e 370 GtCO₂ para o limite de 2°C acima dos níveis pré-industriais, considerando emissões a partir de 2020. Diante de emissões globais anuais superiores a 10 GtCO₂ (FRIEDLINGSTEIN; Al., 2020), isso implica que o orçamento para 1,5°C será exaurido em aproximadamente 14 anos nos níveis atuais, lançando sérias dúvidas sobre a viabilidade do Acordo de Paris em manter o aquecimento abaixo de 1,5°C até 2050 (TANAKA; O'NEILL, 2018).

Nesse contexto, o setor energético é um dos principais intensificadores da crise climática e do aquecimento global, haja vista que responde por mais de 75% das emissões globais de GEE (World Resources Institute (WRI), 2020), com a geração elétrica destacando-se como o segmento mais emissor, responsável por cerca de 30% do total (BATTISTI, 2023). Esse panorama reflete um duplo desafio: de um lado, a crescente demanda energética global impulsionada pela digitalização e pela eletrificação dos transportes e da indústria; de outro, a urgência em substituir fontes fósseis por alternativas de baixo carbono. Para superar esses obstáculos, torna-se imperativa a reestruturação das matrizes energéticas, complementada pelo desenvolvimento de estratégias robustas de armazenamento em larga escala. Assim, a diversificação das fontes e a consolidação de soluções tecnológicas avançadas configuram-se como elementos-chave para trilhar trajetórias críveis rumo à neutralidade carbônica.

Importante destacar que a transição energética transcende uma mera substituição de vetores energéticos. Ela é compreendida como um processo sociotécnico multi-nível que envolve mudanças simultâneas e interdependentes em redes de atores, infraestruturas, práticas sociais e regulações institucionais (GEELS, 2002; LEACH, 1992). Este processo deve estar intrinsecamente articulado com objetivos de justiça social e melhoria da qualidade de vida (GARCÍA-GARCÍA; CARPINTERO; BUENDÍA, 2020), caracterizando-se como uma transição energética justa. Sua essência reside na reconfiguração sistêmica dos sistemas energéticos para promover desenvolvimento verdadeiramente sustentável (MELSI, 2010).

No Brasil, detentor de protagonismo renovável, evidencia-se uma dicotomia energética singular: embora ostente matriz elétrica com 89,2% de renováveis (2023) e matriz energética total com 49,1% de fontes limpas—superando amplamente as médias globais de 28,7%

e 14,7%, respectivamente (EPE, 2024a)—, seu setor energético permanece como terceiro maior emissor nacional (25,4% do total) (SEEG, 2025e). Precedem-no mudanças de uso da terra (46%, relacionado a queimadas e desmatamento) e agropecuária (28%) (SEEG, 2025e). Esta participação relativamente menor contrasta com a média global, onde o setor energético responde por mais de 75% das emissões, posicionando o país como referência em renovabilidade.

Contudo, as emissões do setor energético (420 MtCO₂e em 2023 (EPE, 2024a)) concentram-se principalmente em transportes e indústria pesada—setores que consomem 65% da energia (192,1 Mtep) e respondem por 68% das emissões setoriais (290 MtCO₂e em 2023 (EPE, 2024a)). Adicionalmente, as emissões líquidas de GEE vêm crescendo, conforme atestam dados recentes (SEEG, 2025e). Esta tensão entre liderança renovável e tendência de crescimento das emissões sinaliza que a transição brasileira para economia de baixo carbono requer soluções além das fontes convencionais (solar, eólica, hidrelétrica), demandando políticas integradas de eficiência energética, descarbonização profunda em setores-chave de difícil eletrificação e vetores energéticos complementares.

Este desafio é reforçado pelas metas climáticas nacionais. Alinhado ao Acordo de Paris (2015), o Brasil estabeleceu em sua primeira Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC da sigla em inglês (MMA, 2025)) reduções de 37% até 2025 e 43% até 2030, na comparação aos níveis de 2005 (Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima (MMA), 2016). Contudo, a lenta redução emissiva demandou repactuações mais ambiciosas, culminando na segunda NDC (2024) com cortes de 53% até 2030 (1,2 GtCO₂e) e 59%-67% até 2035 (0,85-1,05 GtCO₂e) (Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima (MMA), 2025). Esta atualização integra a “Missão 1.5” da ‘troika’ COP—coordenação entre presidências das COPs 28-30 (EAU, Azerbaijão, Brasil) para limitar o aquecimento a 1,5°C (Brazil – UNFCCC, 2024; MMA, 2024)—e precede a revisão global de NDCs na COP30 (Belém, 2025) (United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) Secretariat, 2024).

Persistem, contudo, contradições operacionais significativas: enquanto ratifica compromissos de descarbonização, o país projeta expansão de 44% na produção petrolífera (pico em 2030) e 98% na de gás natural (pico em 2034) até 2034 (EPE, 2025c). Adicionalmente, subsídios federais privilegiam fontes fósseis (R\$80,9 bi; 82% em 2022) sobre

1. Introdução

renováveis (R\$15,5 bi; 18%) (Instituto de Estudos Socioeconômicos (INESC), 2023). Tal incoerência motivou o *Climate Action Tracker* a classificar a atual NDC brasileira como “Insuficiente”, prevendo descumprimento das metas para 2030 e 2035 (Climate Action Tracker, 2025).

Diante desse cenário, observam-se apenas avanços parciais em alternativas relativamente consolidadas no contexto brasileiro. Biocombustíveis e biomassa demonstram dinamismo expressivo: em 2023, o biodiesel ampliou sua participação no transporte em cerca de 19% (atingindo mais de 5%), enquanto a biomassa da cana cresceu 13,1% na Oferta Interna de Energia (OIE) (EPE, 2024a). Este desempenho impulsionou as renováveis para 154,1 Mtep (+8%), contrastando com a estagnação das não renováveis (159,8 Mtep).

Tal movimento é reforçado por políticas recentes, como a Lei do Combustível do Futuro (EBC – Empresa Brasil de Comunicação, 2024), sancionada em 2024. A norma institui programas nacionais de diesel verde, combustível sustentável de aviação e biometano, além de elevar progressivamente misturas de etanol (22%-27%, podendo alcançar 35%) e biodiesel (aumentos anuais até 20% em 2030). Paralelamente, estabelece marco regulatório para captura e estocagem de carbono, destravando investimentos estimados em R\$260 bilhões. Contudo, a eficácia destas iniciativas permanece questionável face ao salto expressivo nas emissões líquidas nacionais—de 1.596 para 1.955 MtCO₂e entre 2020-2022 (SEEG, 2025e)—, sinalizando a premência de soluções complementares para setores de difícil eletrificação, onde biocombustíveis encontram limitações.

É precisamente nesta encruzilhada que o hidrogênio verde se destaca como um estudo de caso emblemático — uma alternativa promissora, ainda que não exclusiva, para a descarbonização de setores de difícil eletrificação, como transporte pesado, indústria pesada (siderurgia, cimento, químicos) e agropecuária. Apoiado na produção por meio da eletrólise da água alimentada por fontes renováveis, seu processo exibe baixa intensidade de emissão de gases de efeito estufa, o que o torna internacionalmente reconhecido como peça-chave na transição energética global (IRENA, 2021) e, também, na literatura (Guitar; Thome; Britz, 2025; Peedikayil; Suresh; Ravi-kumar Pandi, 2025; Chirisa; Mphambukeli, 2024; Khan; Akhtar; Liu, 2024). Mais do que uma simples resposta técnica, a adoção de uma economia baseada em hidrogênio verde

abre uma janela de oportunidade para fomentar o desenvolvimento sustentável e gerar perspectivas econômicas amplas e inclusivas, alinhando-se com o conceito de transição energética justa. Assim, ao preparar o terreno para um futuro resiliente e de baixo carbono, o hidrogênio verde pode possuir papel estratégico não apenas como mitigador de emissões, mas também como vetor de inovação e equidade socioambiental (KEBE, 2025).

Entretanto, sua aplicação no contexto brasileiro enfrenta desafios multidimensionais. A viabilidade econômica é limitada por altos custos de produção e infraestrutura inicial (ANOUNE *et al.*, 2025), exigindo mecanismos de financiamento e subsídios específicos. O arcabouço institucional apresenta lacunas significativas, com falta de estruturas regulatórias e legislativas claras, além de políticas públicas de incentivo robustas (ATHIA *et al.*, 2024), situação que pode ser contornado seguindo os passos utilizados na inserção dos biocombustíveis no Brasil. Barreiras à escalabilidade surgem devido à carência de infraestruturas logísticas dedicadas para transporte, armazenamento e distribuição (Steinbacher *et al.*, 2024). A capacitação industrial é outro obstáculo, com ausência de indústria nacional consolidada para produção de eletrolisadores e outros equipamentos críticos da cadeia produtiva, demandando investimento em Pesquisa & Desenvolvimento para ganhos de eficiência e redução de custos relacionados a importação dessas tecnologias.

Adicionalmente, persistem trade-offs ambientais relevantes, como o consumo intensivo de água doce na produção do hidrogênio verde, o que representa um risco em regiões sujeitas a estresse hídrico. Nessas áreas, alternativas como a dessalinização enfrentam desafios energéticos e de custo adicionais (OSMAN *et al.*, 2022). No campo social, destacam-se a escassez de mão de obra qualificada e a conseqüente necessidade de sua “importação”, o que tende a aprofundar desigualdades com as comunidades locais (Khan; Akhtar; Liu, 2024). Isso ocorre porque os profissionais externos costumam ser bem remunerados, enquanto a população local permanece pouco beneficiada. No entanto, esse quadro pode ser mitigado por meio de programas de capacitação técnica e remuneração justa da mão de obra local. Soma-se a isso a possibilidade de desigualdades regionais na distribuição dos benefícios econômicos e no acesso à nova infraestrutura energética, especialmente diante do risco de elevação nas tarifas de energia, o que pode precarizar o acesso em determinadas regiões. Finalmente, em um país com alta participação de fontes renováveis, a consolidação do hidrogênio verde exige mecanismos de governança orientados à equidade, capazes de assegurar uma distribuição justa dos recursos energéticos renováveis e mitigar as assi-

metrias de acesso entre diferentes comunidades e regiões (Musilek; Hussain, 2024), o que constitui uma dimensão crucial para uma transição energética verdadeiramente justa.

Compreendendo a transição energética como processo sociotécnico complexo (GEELS, 2002) com profundas implicações na justiça distributiva (GARCÍA-GARCÍA; CARPINTERO; BUENDÍA, 2020), esta dissertação estrutura-se em quatro eixos analíticos inter-relacionados: primeiro, avaliação de sinergias e competições entre hidrogênio verde e alternativas consolidadas na matriz energética brasileira, considerando recursos, infraestrutura e aplicações finais; segundo, análise geoespacial dos potenciais impactos socioambientais da implantação de projetos, com foco em critérios como uso do solo, recursos hídricos e comunidades locais; terceiro, estimativa do potencial de mitigação de emissões e avaliação de sua contribuição quantitativa e qualitativa para o cumprimento das metas brasileiras.

Objetiva-se, portanto, elucidar o papel do hidrogênio verde como componente complementar—porém não exclusivo, dada sua aplicabilidade a setores de difícil eletrificação e dependência de outras fontes para ser produzido—no mosaico de transição para baixo carbono no setor energético brasileiro. Neste contexto, sua integração em microrredes surge como estratégia na transição energética, alinhada à análise multicritério proposta. Esta abordagem visa aproveitar o potencial de recursos renováveis locais e demanda setorial diversificada para testar modelos descentralizados que harmonizem viabilidade técnica, sustentabilidade econômica e equidade no acesso energético. Esta delimitação crítica oferece subsídios para políticas públicas que harmonizem eficácia na mitigação das emissões, equidade social e alinhamento a compromissos internacionais, evitando visões reducionistas ou excessivamente otimistas sobre a capacidade mitigatória isolada desta tecnologia.

1.1 Tema e Objetivos

Esta dissertação avalia o potencial de inserção do hidrogênio verde como vetor complementar na matriz energética brasileira, explorando sua viabilidade técnica, econômica e ambiental por meio da metodologia de análise multicritério nos softwares QGIS e HOMER Pro. Em sintonia com os desafios de descarbonização setorial apresentados na introdução, objetiva-se:

1. Mapear regiões de maior aptidão para plantas de hidrogênio verde via análise mul-

ticritério em QGIS;

2. Modelar e otimizar sistemas híbridos renovável-hidrogênio no HOMER Pro, com ênfase em aplicações para setores de difícil eletrificação;
3. Avaliar consumo hídrico e mitigação de CO₂eq (definido segundo o potencial de aquecimento global a 100 anos) ao longo do ciclo de vida dos projetos;
4. Analisar aspectos de armazenamento e distribuição necessários à escalabilidade;
5. Identificar barreiras regulatórias e de custo para implementação e formular recomendações políticas alinhadas às metas das NDCs.

1.2 Justificativa

A descarbonização de setores estratégicos como transporte e indústria pesada – responsáveis por 68% das emissões do setor energético brasileiro – enfrenta uma barreira técnica crítica: a impossibilidade de substituição direta por eletricidade em processos que demandam combustíveis densos em energia ($>100 \text{ MJ/m}^3$) ou calor de alta temperatura ($>1.000^\circ\text{C}$). Estudos recentes demonstram que:

- Transporte pesado: Baterias elétricas para caminhões de longo curso (800+ km) exigiriam packs de 10-15 toneladas, inviabilizando carga útil (BAUER; Al., 2022);
- Siderurgia: A redução direta de minério de ferro com hidrogênio (DRI-H₂) requer 50 kgH₂/t de minério de ferro, pode ser suprida com hidrogênio verde e consome menos energia que a rota convencional (BF-BOF) (DEVLIN *et al.*, 2023);
- Aviação: Combustíveis líquidos (SAF) à base de H₂ verde são únicos com densidade energética ($>120 \text{ MJ/kg}$) comparável ao querosene (VERSTRAETE, 2013).

Neste contexto, o hidrogênio verde destaca-se como solução viável para complementar alternativas como biocombustíveis, oferecendo capacidade de armazenamento sazonal e aplicação industrial que baterias elétricas não conseguem suprir (GRIFFITHS *et al.*, 2021). Contudo, sua adoção plena depende sobretudo do fortalecimento do marco regulatório e da criação de políticas de incentivo que reduzam riscos e estimulem investimentos em toda a cadeia de valor.

Esta pesquisa propõe um modelo integrado que combina análise geoespacial (QGIS), simulação técnico-econômica (HOMER Pro) e avaliação de impactos hídricos, oferecendo

subsídios para o desenho de regulamentações e incentivos financeiros alinhados às particularidades regionais brasileiras e à necessidade de equidade energética.

1.3 Delimitação do Tema e Problematização

Este estudo delimita-se à avaliação da viabilidade técnica do hidrogênio verde como vetor complementar em microrredes para os setores de transporte, indústria e agropecuário no Brasil, com ênfase na redução de emissões de gases de efeito estufa e na proposição de estratégias para estimular a desfossilização no setor energético do país. Considerando as contradições entre metas climáticas e expansão fóssil apresentadas na introdução, problematiza-se:

Como assegurar a viabilidade técnica do uso de hidrogênio verde em microrredes brasileiras para mitigar emissões e fomentar a substituição de fontes fósseis sem comprometer outras rotas críticas de descarbonização – como a expansão de biocombustíveis avançados, a eletrificação direta de setores maduros e a implementação de CCUS (Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono) em termelétricas –, considerando aspectos de equidade no acesso a energias renováveis?

1.4 Estrutura da Dissertação

A dissertação divide-se em seis capítulos: (i) Introdução, contextualizando o desafio civilizatório da descarbonização e a dicotomia energética brasileira; (ii) Fundamentação Teórica, incluindo definições de transição energética como processo sociotécnico, hidrogênio verde e segurança de uso; (iii) Metodologia, detalhando as modelagens em QGIS, HOMER Pro e análise de ciclo de vida; (iv) Resultados, apresentando os dados de saída da análise multicritério de aptidão regional, otimização e mitigação de emissões; (v) Discussão, confrontando resultados com a literatura científica e avaliando contribuições para as metas das NDCs; e (vi) Conclusões e recomendações para política energética e pesquisas futuras.

Capítulo 2

Fundamentação Teórica

A transição energética deve ser compreendida como um processo sociotécnico complexo, caracterizado por interações dinâmicas entre infraestruturas, atores sociais, práticas normativas e capacidades institucionais (GEELS, 2002). Essa perspectiva multidimensional destaca que mudanças tecnológicas surgem em nichos protegidos, mas só alcançam escala quando se articulam com regimes estabelecidos e são influenciadas por fatores de paisagem, como pressões regulatórias e crises globais.

No âmbito das transições sustentáveis, o conceito de matriz sociotécnica evidencia a necessidade de alinhar inovação técnica com justiça social. A transição não ocorre apenas por substituição de vetores energéticos, mas envolve a reestruturação de redes de poder, distribuição de custos e benefícios e inclusão de grupos historicamente marginalizados (GARCÍA-GARCÍA; CARPINTERO; BUENDÍA, 2020). Assim, a ideia de justiça energética informa o desenvolvimento de políticas que assegurem acesso equitativo, participação comunitária e mitigação de desigualdades ao longo do processo de descarbonização.

Este capítulo apresentará, a seguir, as principais teorias e abordagens analíticas — *Multi-Level Perspective*, economia política da energia, capacidades estatais e justiça energética — que servirão de base para avaliar o papel do hidrogênio verde na matriz energética brasileira.

2.1 Transição Energética como Processo Sociotécnico Complexo

O termo “transição” tem raízes antigas e multifacetadas. Alex de Tocqueville, no século XIX, utilizou-o para descrever transformações estruturais profundas nas relações de poder entre senhores e servos (LACHMAN, 2013). Desde então, o conceito foi apropriado por diferentes campos do conhecimento — da sociologia à ecologia — e passou a representar mudanças amplas e interdependentes em sistemas sociais, políticos e tecnológicos. A partir da década de 1990, o termo ganha centralidade nos estudos sobre sustentabilidade e energia, inaugurando o campo das transições sociotécnicas.

No contexto energético, a ideia de transição para uma economia de baixo carbono não deve ser confundida com a mera substituição de fontes fósseis por renováveis ou fontes alternativas com baixa pegada de carbono. Trata-se de uma reconfiguração profunda dos sistemas de provisão de energia, que envolve a coevolução de tecnologias, instituições, normas e valores sociais (Geels, Frank W., 2004; KEMP, 1994; MARKARD; RAVEN; TRUFFER, 2012). Diferentemente das abordagens tecno-cêntricas, que priorizam soluções baseadas em inovação e eficiência, as transições sociotécnicas reconhecem que os sistemas energéticos estão enraizados em arranjos sociopolíticos, conflitos de interesse e estruturas de poder. Por isso, compreendê-las exige uma abordagem que articule múltiplas dimensões — técnicas, institucionais e sociais — e múltiplas escalas, incluindo as geográficas e espaciais (BINZ; TRUFFER; COENEN, 2014; COENEN; BENNEWORTH; TRUFFER, 2012; BINZ; TRUFFER, 2017; TRUFFER; COENEN, 2012).

Nesse sentido, o paradigma multi-nível de transições (MLP), desenvolvido por Frank W. Geels (2004) e aprofundado por MARKARD e TRUFFER (2008) e GRIN, ROTMANS e SCHOT (2010), tornou-se uma das principais ferramentas analíticas para compreender transformações em sistemas complexos. O MLP estrutura-se em três níveis interdependentes: a “paisagem sociotécnica” (nível macro), onde atuam forças amplas como mudanças climáticas, instabilidades geopolíticas e grandes orientações regulatórias; o “regime sociotécnico” (nível meso), formado por práticas, normas, instituições e infraestruturas consolidadas; e os “nichos de inovação” (nível micro), que representam espaços de experimentação e desenvolvimento de alternativas emergentes. A dinâmica entre esses níveis pode tanto criar janelas de oportunidade quanto gerar resistências à mudança,

2.1. TRANSIÇÃO ENERGÉTICA COMO PROCESSO SOCIOTÉCNICO COMPLEXO

dependendo da articulação entre atores e instituições.

Um aspecto central na proposta de Geels é que a transição deve ser observada também sob a ótica dos usuários e da sociedade civil, e não apenas a partir das decisões dos agentes dominantes no sistema energético. Isso implica reconhecer que as mudanças não ocorrem de forma linear ou tecnicamente neutra, mas envolvem disputas, aprendizados e adaptações contextuais. Entretanto, o modelo MLP tem sido alvo de críticas, sobretudo por sua tendência a subestimar a centralidade dos conflitos políticos, das relações de poder e das assimetrias de governança — lacunas parcialmente abordadas por SMITH *et al.* (2005) e por abordagens críticas posteriores.

Nesse contexto, o modelo “quase-evolutivo” proposto por SMITH *et al.* (2005) complementa o MLP ao enfatizar a forma como os regimes reagem às pressões internas e externas, destacando a importância da coordenação entre atores e da capacidade institucional para lidar com mudanças. O autor propõe quatro possíveis contextos de transição: (i) renovação endógena, quando mudanças ocorrem dentro do regime existente; (ii) reorientação de trajetórias, com ajustes parciais sem ruptura estrutural; (iii) transformação emergente, resultante de pressões externas que remodelam o regime de forma não planejada; e (iv) transições intencionais, conduzidas de forma deliberada por políticas públicas e atores estratégicos. Este modelo é particularmente útil para analisar realidades complexas, como a brasileira, onde múltiplas forças — regulatórias, econômicas, sociais e ambientais — atuam de forma simultânea e, por vezes, contraditória.

2.1.1 Transições no Contexto Brasileiro: Críticas e Paradoxos

A aplicação do *Multi-Level Perspective* (MLP) aos países do Sul Global demanda deslocamento crítico substantivo, reconhecendo que assimetrias institucionais – fragilidade regulatória, captura corporativa do Estado e dependência tecnológica – reconfiguram radicalmente as dinâmicas de transição, conforme argumenta Cataia e Duarte (2022). No Brasil, essa distorção materializa-se na dissonância entre expansão renovável e trajetória emissora: embora a matriz elétrica atinja 89% de fontes renováveis (2023), liderando o G20, o Relatório SEEG (2025c) registra aumentos consecutivos de 19% (2021) e 20% (2022) nas emissões totais, ancorados em desmatamento, agropecuária e expansão fóssil.

Este paradoxo deriva da *sobreposição energética*: fontes limpas (eólica, solar) são in-

2.1. TRANSIÇÃO ENERGÉTICA COMO PROCESSO SOCIOTÉCNICO COMPLEXO

corporadas como complemento à demanda crescente (consumo per capita saltou de 1,0 para 2,5 MWh/hab em duas décadas (EPE, 2024a)), não como substitutos sistêmicos. Consequentemente, tecnologias coexistem sem promover descarbonização efetiva, dissociando avanço tecnológico das metas de desenvolvimento sustentável. Mais grave ainda, o discurso da transição tem legitimado novos empreendimentos fósseis em ecossistemas críticos, como na Foz do Amazonas, onde leilões concederam 28 blocos a petroleiras transnacionais (InfoAmazonia, 2025), potencializando emissões equivalentes a 4,7 bilhões de toneladas de CO₂ – superando o dobro das emissões anuais brasileiras (Welle, 2025).

Três distorções estruturais interligadas sustentam esse cenário. As assimetrias institucionais manifestam-se quando órgãos ambientais sofrem pressão política para licenciamento acelerado, exemplificado pela autorização da Avaliação Pré-Operacional da Petrobras no bloco 59 contrariando pareceres técnicos do Ibama (G1, 2025). A volatilidade regulatória mina o arcabouço climático mediante iniciativas contraditórias, como a oferta de blocos em áreas indígenas do Tacutu (Roraima) (InfoAmazonia, 2024) sem consulta prévia conforme Convenção 169-OIT, que visa garantir proteção territorial e direitos desses povos (Agência Nacional de Transportes Terrestres – ANTT, 2021). Por fim, a influência externa desestabilizadora materializa-se na disputa geopolítica por recursos, com EUA e China competindo pelo acesso à uma das últimas fronteiras petrolíferas do Atlântico Sul, como é o caso da Foz do Amazonas (Observatório do Clima, 2025).

Essa tripla disfunção perpetua a dependência fóssil enquanto compromete biomas sensíveis – aproximadamente 22 mil km² podem ser impactados com a exploração da Foz do Amazonas (Observatório do Clima, 2025) – e direitos territoriais indígenas podem ser negligenciados, afetando, pelo menos, nove terras em Roraima (InfoAmazonia, 2024). Configura-se assim uma “transição espúria” que prioriza extração sobre sustentabilidade, onde avanços pontuais em renováveis mascaram a consolidação de novas fronteiras fósseis. Conforme previsto no MLP adaptado a contextos periféricos, os *regimes* estabelecidos cooptam inovações para manter hegemonia, inviabilizando uma transição justa que incorpore perspectivas dos usuários e da sociedade (JENKINS; SOVACOO; MCCAULEY, 2018).

Para desvendar essa complexidade, articula-se o MLP com abordagens de economia política que reposicionam Estado e conflitos de poder no centro da análise. A teoria das

2.1. TRANSIÇÃO ENERGÉTICA COMO PROCESSO SOCIOTÉCNICO COMPLEXO

capacidades estatais, conforme NUNES (2020), exige que instituições públicas regulem o sistema elétrico, criem incentivos para renováveis, desincentivem fontes fósseis, planejem usos territoriais e garantam acesso a consumidores vulneráveis (MONTEIRO NETO, 2024). Nota-se a ausência de instrumentos críticos como zoneamento ecológico-econômico para projetos renováveis e protocolos de avaliação integrada de impactos. Paralelamente, a literatura sobre coalizões revela como atores estratégicos – estatais e privados – formam arranjos para sustentar políticas setoriais e bloquear alternativas (GOMIDE; PIRES, 2014). No Brasil, a política energética historicamente prioriza estabilidade macroeconômica e expansão de exportações (agronegócio, petróleo) em benefício de coalizões dominantes (BRESSER-PEREIRA; NAKANO, 2002), privilegiando objetivos de curto prazo (crescimento, receita fiscal) sobre programas de descarbonização de longo alcance (GOLDEMBERG; MOREIRA, 2005). Essas restrições políticas explicam a lacuna entre metas climáticas formais e implementação efetiva, acontecimento frequente no contexto de transição no Sul Global (Ryan; Bustos, 2019).

Os paradoxos materializam-se empiricamente, evidenciando as limitações do MLP em superar a inércia do regime fóssil. A despeito da liderança em matriz limpa (89% renováveis na geração elétrica), setores-chave como transportes e indústria mantêm dependência fóssil estrutural: combustíveis representam 50% da oferta energética primária (35% petróleo, 10% gás (Climate Transparency / CentroClima, 2021)), com transportes respondendo por 50% das emissões do setor energético (217 MtCO₂ em 2023 (EPE, 2024a)). Políticas públicas cristalizam essa contradição: subsídios a fósseis totalizaram R\$80,9 bilhões em 2022 – cinco vezes o valor destinado a renováveis (R\$15,5 bi) (Instituto de Estudos Socioeconômicos (INESC), 2023), reforçando a manutenção estrutural de fontes emissoras. Simultaneamente, a Petrobras projeta aumentar a produção petrolífera em 32% até 2030 (Global Witness, 2025), consolidando o “lock-in institucional” que expande – não substitui – a matriz energética.

Esta trajetória contradiz frontalmente os princípios de transição justa e baixo carbono. Como evidenciado nos projetos de exploração na Foz do Amazonas, a indústria fóssil opera mediante um modelo extrativista que beneficia grandes conglomerados à custa de comunidades locais, perpetuando desigualdades e conflitos territoriais (Newell; Mulvaney, 2013). Tal dinâmica configura racismo ambiental (Bullard, 2004), com impactos desproporcionais sobre populações vulneráveis e concentração de benefícios em atores hegemônicos.

2.1. TRANSIÇÃO ENERGÉTICA COMO PROCESSO SOCIOTÉCNICO COMPLEXO

Este padrão reproduz a lógica colonial histórica de exploração de recursos (Svampa, 2017), minando a sustentabilidade ecológica e a justiça distributiva. Trata-se de um fenômeno denominado neo-colonialismo energético (ou “colonialismo verde”), definido por Hamouchene (2023) como a reconfiguração contemporânea de relações coloniais — caracterizadas por espoliação, desapropriação e desumanização — no contexto das energias renováveis. Nessa lógica, custos socioambientais são deslocados para países e comunidades periféricas do Sul Global, enquanto benefícios energéticos e econômicos priorizam demandas do Norte Global.

A dimensão territorial intensifica conflitos e revela injustiças sistêmicas. Projetos energéticos implantam-se em espaços marcados por desigualdades, gerando competição por recursos e exclusão de comunidades tradicionais. No semiárido nordestino, por exemplo, parques eólicos e solares frequentemente ameaçam territorialidades de povos originários, agravando assimetrias preexistentes. Estudo em comunidade quilombola paraibana (CAVALCANTE; SOUSA; ASSIS, 2025) documentou que empreendimentos solares causam impactos cumulativos: limitação ao acesso hídrico, danos a moradias, e desequilíbrios ecológicos que inviabilizam agricultura tradicional. Reportagens na Bahia revelam, também, que comunidades de “fundo de pasto” tiveram terras comuns apropriadas por usinas eólicas, caracterizando a ideia de “energia limpa com métodos sujos”, conforme citado por Business & Human Rights Resource Centre (2024). Esta desconexão entre benefícios globais e custos locais configura “injustiças da sustentabilidade” (PORTO; FINAMORE; FERREIRA, 2013), violando os princípios de justiça energética que exigem reconhecimento, redistribuição e representação política (HEFFRON; MCCAULEY, 2018). Populações vulneráveis arcam com danos (perda territorial, escassez hídrica) enquanto ganhos econômicos são capturados por atores externos, evidenciando falhas na governança multinível prevista pelo MLP.

Nesse cenário, a transição energética que adota o hidrogênio verde como vetor estratégico exige uma avaliação crítica pautada na justiça energética. Embora essa tecnologia apresente alto potencial de descarbonização em setores de difícil eletrificação — como siderurgia, indústria química e transportes pesados —, seu desenvolvimento acarreta *trade-offs* significativos entre eficiência climática e impactos socioecológicos. Destacam-se o elevado consumo de água purificada (de 9 a 30 L por quilo de H₂ produzido) — o que pode concorrer com demandas essenciais para consumo humano, irrigação agrícola e

2.1. TRANSIÇÃO ENERGÉTICA COMO PROCESSO SOCIOTÉCNICO COMPLEXO

pecuária (OLAITAN; BERTAGNI; PORPORATO, 2024; NEWBOROUGH; COOLEY, 2021) — e a ocupação territorial em regiões de elevado potencial solar e eólico, como o Nordeste semiárido, competindo com ecossistemas frágeis. Além disso, corre-se o risco de perpetuar assimetrias (neo)coloniais, ao concentrar benefícios e ganhos econômicos em grandes corporações transnacionais, muitas vezes em detrimento das comunidades locais — fenômeno documentado em projetos na África (Archibong; Afolabi, 2023) e em outras áreas do Sul Global (Sánchez Contreras *et al.*, 2023).

Projetos como o “Solatio” no Piauí materializam esses conflitos de forma preocupante. Seu consumo diário previsto de 91 milhões de litros de água — equivalente ao uso humano de cinco cidades do porte de Parnaíba (162 mil habitantes) — exigirá 3 GW de nova geração energética e milhares de hectares, ameaçando diretamente mananciais, manguezais e modos de vida de 1.500 famílias ribeirinhas (MARTINS, 2025). Como comunidades tradicionais cearenses já alertaram em contextos similares, tecnologias apresentadas como limpas podem reproduzir padrões de espoliação quando desconectadas de salvaguardas territoriais (Furtado; Paim, 2024).

O entusiasmo tecnológico deve, portanto, submeter-se a mecanismos robustos de governança que garantam participação comunitária efetiva, comprometimento com as leis ambientais dos estados e municípios, respeito a limites ecológicos críticos e distribuição equitativa de benefícios. Essa abordagem exige avaliações integradas de ciclo de vida que incorporem pegada hídrica na produção de hidrogênio verde e cálculo realista do potencial de mitigação das emissões indiretas, processos de consulta livre e informada conforme a Convenção 169-OIT com poder decisório local (Agência Nacional de Transportes Terrestres – ANTT, 2021), e modelos de repartição que vinculem investimentos a cadeias produtivas regionais, fortalecendo o contexto local em prol do desenvolvimento verdadeiramente sustentável (Instituto Socioambiental – ISA, 2025). Sem essa arquitetura de justiça energética, o hidrogênio verde pode consolidar um extrativismo renovável onde países do Sul Global assumem custos socioambientais para abastecer demandas do Norte, reconfigurando relações coloniais de espoliação sob novo discurso climático (Veltmeyer, 2022).

2.1. TRANSIÇÃO ENERGÉTICA COMO PROCESSO SOCIOTÉCNICO COMPLEXO

2.1.2 O Caso Brasileiro: Lock-in Fóssil e Superávit Renovável

O panorama energético do Brasil é marcado por paradoxos estruturais que geram uma transição contraditória. Apesar de a geração elétrica ser amplamente limpa – cerca de 89% das fontes em 2023 eram renováveis – as emissões nacionais continuam concentradas em setores intensivos em combustíveis fósseis (EPE, 2024a). Segundo projeções oficiais, os setores de transporte (50%) e indústria (18%) juntos são responsáveis por 68% das emissões do setor energético (EPE, 2024a). Simultaneamente, a política de subsídios caminha na direção oposta: em 2022, o governo destinou aproximadamente R\$81 bilhões para apoiar combustíveis fósseis, contra apenas R\$15,5 bilhões para energias renováveis (Instituto de Estudos Socioeconômicos (INESC), 2023). Por fim, os planos oficiais de expansão energética ainda privilegiam a extração fóssil, prevendo crescimentos significativos na produção de petróleo e gás para as próximas décadas, com aumentos de 44% no petróleo e 98% no gás natural projetados até 2034 (EPE, 2025c). Esses três aspectos – matriz elétrica limpa, subsídios pró-fóssil e expansão do setor fóssil – caracterizam o que estudiosos chamam de “transição espasmódica”: avanços pontuais em renováveis ocorrem sem alterar a dependência carbonizada em outros setores, de forma a somar fontes sem realmente realizar uma mudança efetiva dos vetores energéticos.

Nesse contexto contraditório, emergem dois fenômenos inter-relacionados. Por um lado, o “lock-in fóssil” mantém-se através de infraestruturas consolidadas, cadeias produtivas vinculadas ao petróleo/gás e dependências institucionais. Essa inércia manifesta-se, por exemplo, na regulação branda para o transporte rodoviário - setor de alta intensidade de emissões de GEE no Brasil -, que gera consequências como poluição do ar e contribui para o aquecimento global e a crise climática (Mothé *et al.*, 2014). Paralelamente, persistem lacunas regulatórias: ausência de mecanismos efetivos para mitigação de emissões ou compensação adequada (como captura de carbono), além da inexistência de um mercado de carbono ativo e eficientemente regulado (Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação, 2021).

Por outro lado, constata-se um superávit energético no sistema brasileiro, particularmente nas regiões Norte e Nordeste, decorrente de hidrelétricas com capacidade ociosa e do potencial eólico-solar ainda subutilizado, conforme projeções do Operador Nacional do Sistema (ONS) no Plano de Operação Energética 2024/2028 (ONS, 2024). Essa

2.1. TRANSIÇÃO ENERGÉTICA COMO PROCESSO SOCIOTÉCNICO COMPLEXO

tendência reflete-se na previsão de oferta energética de 282 GW contra demanda de 111 GW em 2027, impulsionada pelo crescimento de 9% na geração distribuída versus 3,4% na demanda no mesmo período (ONS, EPE and CCEE, 2024). Tal excedente ocorre principalmente em momentos de baixa demanda coincidentes com alta geração renovável - como períodos noturnos com ventos fortes ou intervalos diurnos de pico solar (entre meio-dia e 13h) -, resultando em desperdícios significativos, exemplificados pelas perdas de R\$262 milhões na geração renovável do Ceará devido a cortes forçados na produção de energia entre 2024 e 2025 (Click Petróleo & Gás, 2025).

Esses recursos renováveis não aproveitados poderiam ser direcionados à produção de hidrogênio verde, funcionando como uma “bateria química” de larga escala para equilibrar a variabilidade das fontes intermitentes. Conforme demonstrado em estudos internacionais (Gutiérrez-Martín; Confente; Guerra, 2010; González; McKeogh; Ó Gallachóir, 2004), transformar excedentes em H₂ permitiria descarregar a rede elétrica em horários de pico de geração e descarbonizar setores de difícil eletrificação. Nessa concepção, o hidrogênio atua como vetor complementar às fontes renováveis, armazenando o excesso de energia e devolvendo eletricidade à rede quando necessário, mitigando assim a intermitência e contribuindo para a transição energética de baixo carbono (Al-Orabi; Osman; Sedhom, 2023).

No entanto, essa oportunidade esbarra em obstáculos significativos no contexto brasileiro: a ausência de regulação estável para hidrogênio, a concorrência com cadeias já consolidadas (como os biocombustíveis) e a tendência de priorizar mercados externos podem limitar seu impacto doméstico. Adicionalmente, a infraestrutura necessária para transporte de hidrogênio - incluindo gasodutos, portos e navios - exigiria investimentos vultosos, representando um desafio considerável para um país com infraestrutura robusta já dedicada ao petróleo, gás natural e, mais recentemente, aos biocombustíveis.

Por fim, é preciso reconhecer os “trade-offs socioecológicos” inerentes ao hidrogênio verde. A produção convencional por eletrólise demandará grandes quantidades de água purificada (dezenas de litros por quilo de H₂), o que pode competir com usos agrícolas e consumo humano em regiões áridas e de estresse hídrico. Assim, há recomendação de planejar o setor utilizando água reusada ou dessalinizada para a produção de hidrogênio verde, evitando o uso de água doce (Observatório do Clima – OC (GT Clima e Energia);

2.1. TRANSIÇÃO ENERGÉTICA COMO PROCESSO SOCIOTÉCNICO COMPLEXO

IEMA, 2024), mas que também tende a aumentar os custos de produção e, por consequência, o custo final de energia. Outro ponto crítico é a ocupação territorial: vastas áreas de Cerrado ou Caatinga poderiam ser destinadas a fazendas solares e eólicas para alimentar empreendimentos de hidrogênio verde. No entanto, sem salvaguardas e regulamentação eficiente, isso pode reproduzir injustiças históricas, concentrando benefícios em grandes corporações globais e transferindo custos locais às comunidades. (Projeto piloto como o “Solatio” no Piauí ilustra esse risco, ao consumir bilhões de litros d’água e milhares de hectares próximos a populações ribeirinhas (MARTINS, 2025).)

Portanto, o caráter transformador do hidrogênio verde está condicionado à sua inserção em um modelo de governança robusto e justo. Essa abordagem deve priorizar o uso interno, evitando sua redução a mera *commodity* de exportação que reproduza dinâmicas de (neo)colonialismo energético e intensifique desigualdades sociais (Sánchez Contreras *et al.*, 2023). Três pilares são fundamentais: primeiro, a implementação efetiva de consultas prévia às comunidades tradicionais conforme a Convenção 169 da OIT (Agência Nacional de Transportes Terrestres – ANTT, 2021); segundo, avaliações de ciclo de vida que quantifiquem a pegada hídrica — prevenindo conflitos com usos locais da água — e as emissões indiretas, assegurando cálculo preciso dos benefícios climáticos reais; terceiro, modelos de repartição de benefícios, como consórcios locais que fortaleçam cadeias produtivas regionais. Sem essas salvaguardas, consolida-se um “extrativismo renovável” onde o Sul Global subsidia socioambientalmente as demandas energéticas do Norte (Furtado; Paim, 2024).

2.1.3 Dimensões da Justiça Energética na Transição

Casos emblemáticos documentados no Mapa de Conflitos Ambiental e de Saúde do Fiocruz (ENSP/Fiocruz, 2010) mostram o padrão de injustiça. Na região de Caetité (BA), 24 comunidades quilombolas de agricultores familiares tiveram seus territórios ameaçados pelo avanço de parques eólicos, sofrendo grilagem e sendo pressionadas a assinar contratos de arrendamento em condições duvidosas (FASE; Fiocruz (ENSP/Fiocruz), 2025b). No litoral sul de Pernambuco, a usina Trapiche promoveu, a partir de 1998, a expulsão violenta de dezenas de famílias de pescadores artesanais das Ilhas de Sirinhaém (FASE; Fiocruz (ENSP/Fiocruz), 2025a) – derrubando e queimando casas com apoio policial – para consolidar sua operação açucareira e interditar a pesca local. São exemplos de vi-

olações múltiplas: a justiça reconhece em nada as comunidades tradicionais (ignorando títulos e direitos fundiários); a justiça distributiva falha ao transferir custos socioambientais a populações vulneráveis (perda de água, terras, modos de subsistência) enquanto os benefícios econômicos ficam concentrados em grandes empresas; e a justiça processual é negada pela ausência de consulta prévia e transparente às pessoas afetadas.

Para enfrentar essas injustiças, propostas de governança energética mais equitativas têm sido avançadas. Um caminho concreto é o chamado “power-sharing”, apresentado no trabalho de Musilek e Hussain (2024), que defende compartilhar poderes decisórios e ganhos econômicos com as comunidades locais. Pesquisa recente sobre o Plano de Transição Energética Justa do Ceará sugere medidas como participação comunitária inclusiva (garantir que moradores influenciem decisões sobre uso da terra), compensações financeiras e mecanismos de monitoramento social, de modo que a energia produzida beneficie efetivamente a todos (Universidade de São Paulo – USP; Escola de Engenharia de São Carlos – EESC, 2025). Tais medidas asseguram que a transição não apenas reduza emissões, mas também promova reconhecimento cultural, redistribuição de benefícios e legitimidade nos processos decisórios. Em suma, sem prestar atenção a essas dimensões de justiça – e sem incorporar salvaguardas como consulta prévia, repartição de benefícios e avaliações integradas – mesmo tecnologias “limpas” poderão reproduzir padrões de exclusão e perpetuar desigualdades históricas.

2.2 Hidrogênio Verde no Contexto da Transição

Como discutido na Seção 2.1, a transição sociotécnica exige a reconfiguração de regimes energéticos consolidados. O hidrogênio verde (H_2 verde) emerge como tecnologia de nicho promissora na transição energética global, com potencial para reconfigurar regimes sociotécnicos em setores de difícil descarbonização. Contudo, sua trajetória enfrenta um paradoxo fundamental: enquanto perspectivas otimistas projetam participação entre 6%–18% na matriz energética mundial até 2050 (QURESHI *et al.*, 2022; Hydrogen Council, 2021), com consumo estimado de 80 exajoules (KAKOULAKI *et al.*, 2021) e potencial de redução de 6 GtCO₂/ano (Hydrogen-Portal.com, 2024) (equivalente a 11% das emissões globais de 2024 (CRIPPA; GUIZZARDI; PAGANI *et al.*, 2024)), limitações estruturais e contradições sociotécnicas desafiam sua implementação equitativa. Esta seção analisa

2.2. HIDROGÊNIO VERDE NO CONTEXTO DA TRANSIÇÃO

criticamente o potencial do H₂ verde à luz do *Multi-Level Perspective* (MLP) e dos princípios da justiça energética apresentados na Seção 2.1, contextualizando sua viabilidade, a partir das limitações, desafios e oportunidades, no cenário brasileiro.

2.2.1 Fundamentos Técnicos e Aplicações: Entre Potencial e Lock-ins

Conforme conceitos de transição justa apresentados por Frank W. Geels (2004), a transição energética demanda que o H₂ verde seja analisado além de suas propriedades físico-químicas. Embora características como densidade energética elevada (120 MJ/kg) e versatilidade em células a combustível (FCVs) — com eficiência de 40-60% (PASH-CHENKO, 2024) e 2-3 vezes mais energia por massa que gasolina (CHAUBE *et al.*, 2020) — sejam essenciais para setores *hard-to-abate* (ZHANG *et al.*, 2022), estas interagem com dimensões políticas e institucionais que moldam seu desenvolvimento.

No Brasil, essa interação manifesta-se na tensão entre superávit renovável e *lock-ins* fósseis. O Nordeste registrou em 2024 recorde de geração eólica (19.083 MW, 180,4% da demanda regional (MME, 2025b)), mas subsídios a combustíveis fósseis ainda superam em 5 vezes incentivos às renováveis (Santos, F. M., 2019).

A análise da cadeia de valor (Figura 2.1) revela assimetrias profundas: 78% dos projetos são controlados por capitais estrangeiros (LAZARO; SOARES; BERMANN *et al.*, 2022), com aplicações domésticas marginalizadas. Esta configuração reproduz dinâmicas de projetos como Belo Monte (PEZZUTI *et al.*, 2024) e complexos eólicos de Pedra Grande/RN (PEREIRA; VITAL; FONSECA, 2024), onde ganhos globais não se traduzem em desenvolvimento territorial equitativo.

Apesar da projeção de 177 mil empregos diretos até 2050 para a cadeia produtiva do hidrogênio verde (Inteligência, 2024) e previsão de adicionar R\$ 61,5 bilhões ao PIB brasileiro (GIZ – Cooperação Brasil-Alemanha para o Desenvolvimento Sustentável, 2024), a qualidade e acessibilidade dessas vagas permanecem críticas: no momento inicial de implementação e desenvolvimento da infraestrutura, a mão-de-obra será construção dos complexos, sendo empregos temporários e a curto prazo, com relativa baixa remuneração e poucas garantias trabalhistas, como ocorreu no desenvolvimento das usinas solares, destacado no estudo de Stock (2021), enquanto para as fases mais agudas da cadeia produtiva do hidrogênio verde, o perfil de qualificação exigido tende a privilegiar mão-de-obra es-

2.2. HIDROGÊNIO VERDE NO CONTEXTO DA TRANSIÇÃO

trangeira ou processos automatizados, devido ao nível de conhecimento e a baixa difusão deste conhecimento (Tunn *et al.*, 2024), marginalizando trabalhadores locais e reforçando assimetrias ocupacionais. Assim, a transição para uma economia de baixo carbono a partir do hidrogênio verde tende a criar empregos, mas não necessariamente garante uma transição justa (Ganter *et al.*, 2024). Paralelamente, a pegada hídrica do H₂ verde (9-20 L/kg (OLAITAN; BERTAGNI; PORPORATO, 2024)) configura desafio crítico no semiárido brasileiro, onde a concentração de projetos em regiões de alto estresse hídrico (TONELLI *et al.*, 2023) intensifica a competição por recursos essenciais. Como discutido na seção anterior, este padrão de neo-colonialismo energético (Hamouchene, 2023; HAMOUCHENE; SANDWELL, 2023) reconfigura relações coloniais de espoliação no contexto das renováveis, deslocando custos socioambientais para o Sul Global enquanto prioriza demandas do Norte. Paradoxalmente, comunidades nessas regiões frequentemente permanecem sem acesso à energia autossuficiente, enquanto projetos de larga escala operam sob lógicas extrativistas que perpetuam dependências históricas sob o discurso da transição verde. A Figura 2.1 apresenta um fluxograma do arranjo sociotécnico do Hidrogênio Verde para o cenário de países subdesenvolvidos ou do Sul Global, como o Brasil.

Apesar das projeções de 177 mil empregos diretos até 2050 na cadeia do hidrogênio verde (Inteligência, 2024) e do potencial de adicionar R\$ 61,5 bilhões ao PIB brasileiro (GIZ – Cooperação Brasil-Alemanha para o Desenvolvimento Sustentável, 2024), a qualidade e distribuição dessas oportunidades permanecem profundamente problemáticas. Na fase inicial de construção da infraestrutura, predominam empregos temporários de curta duração, caracterizados por baixa remuneração e garantias trabalhistas precárias, replicando padrões de precarização já observados em complexos solares Stock (2021). À medida que a cadeia produtiva atinge estágios mais avançados, os requisitos de qualificação especializada em áreas como eletrólise e engenharia de materiais tendem a privilegiar mão-de-obra estrangeira ou processos automatizados, marginalizando trabalhadores locais devido à limitada difusão tecnológica regional (Tunn *et al.*, 2024). Esta dinâmica evidencia que a geração de empregos não se traduz automaticamente em transição justa (Ganter *et al.*, 2024), especialmente quando considerada em paralelo com a crítica pegada hídrica de 9-20 litros por quilograma de hidrogênio produzido (OLAITAN; BERTAGNI; PORPORATO, 2024). No semiárido brasileiro, onde se concentram 70% dos projetos em construção ou viáveis para o hidrogênio verde, conforme painel de dados da EPE

2.2. HIDROGÊNIO VERDE NO CONTEXTO DA TRANSIÇÃO

(2025a), são áreas de alto estresse hídrico (TONELLI *et al.*, 2023), em que haverá uma competição por recursos essenciais, o que intensifica conflitos territoriais preexistentes. Tal configuração consolida um padrão de neo-colonialismo energético, no qual comunidades locais permanecem sem acesso à energia autônoma enquanto megaprojetos operam sob lógicas extrativistas que perpetuam dependências históricas (Hamouchene, 2023; HAMOUCHENE; SANDWELL, 2023). O paradoxo sociotécnico resultante - onde benefícios globais da descarbonização convivem com injustiças locais - é precisamente ilustrado no arranjo da Figura 2.1, expondo as contradições inerentes ao modelo de implantação do hidrogênio verde no contexto brasileiro.

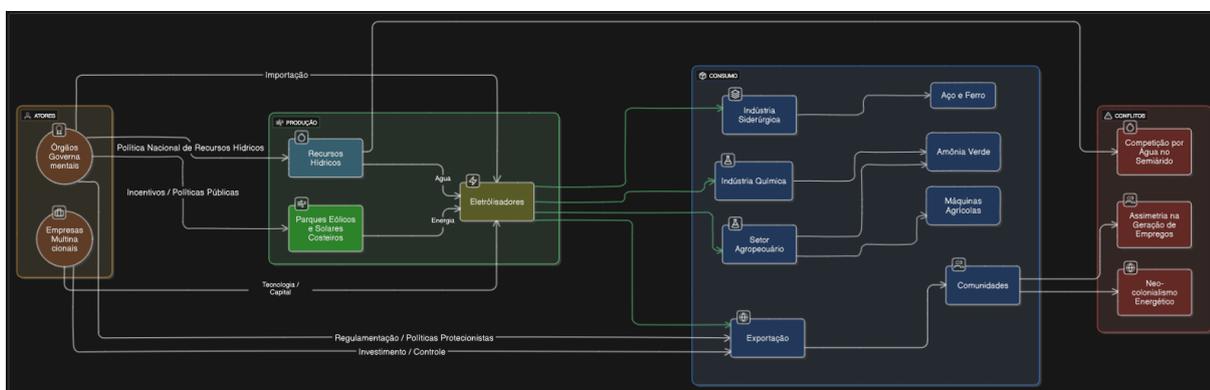


Figura 2.1 – Arranjo Sociotécnico do Hidrogênio Verde no Brasil. Elaborado pelo autor.

2.2.2 Análise Crítica de Trade-offs: Dimensões da Justiça Energética

Os *trade-offs* da transição para H₂ verde devem ser avaliados à luz dos princípios de justiça energética (JENKINS, K. *et al.*, 2016), constituindo eixo analítico central para superar os *lock-ins* identificados nas seções anteriores. Na dimensão distributiva, os custos nivelados (LCOH) entre US\$ 3.5–8/kg (IRENA, 2023; IEA, 2020) mantêm a tecnologia significativamente mais cara que alternativas fósseis, como o hidrogênio produzido a partir do gás natural (LCOH entre US\$ 0.7-1.6/kg) ou do carvão (LCOH entre US\$ 2.2–2.5/kg)(IEA, 2020). O fato de apenas 15% dos projetos serem viáveis sem subsídios maciços (U.S. Department of Energy, National Renewable Energy Laboratory, 2023) cria risco de reprodução das assimetrias regionais discutidas anteriormente, particularmente se incentivos não incorporarem mecanismos redistributivos para áreas periféricas.

Na dimensão do reconhecimento, a pegada hídrica (9-20 L/kg (OLAITAN; BER-TAGNI; PORPORATO, 2024)) representa desafio complexo que amplia os conflitos territoriais abordados. Embora estudos globais indiquem demanda hídrica inferior a 3%

2.2. HIDROGÊNIO VERDE NO CONTEXTO DA TRANSIÇÃO

do consumo mundial (TONELLI *et al.*, 2023), no Nordeste brasileiro — onde se concentram 70% dos projetos — o impacto é crítico (NUÑEZ-JIMENEZ; DE BLASIO, 2022). A competição por recursos hídricos escassos, agravada por padrões climáticos extremos, exacerba tensões com comunidades locais e atividades agrícolas (D’ODORICO; AL., 2018), configurando o que Nancy Fraser denomina “injustiça de reconhecimento” (PRESTUPA; FERREIRA DOS SANTOS, 2024). Esta manifesta-se quando identidades culturais são subordinadas a lógicas tecnocráticas, como ocorre nos complexos eólicos do Nordeste (PEREIRA; VITAL; FONSECA, 2024). Para enfrentar esta lacuna, mecanismos como orçamento participativo e plataformas digitais inclusivas (BESHI; KAUR, 2020) tornam-se imperativos, alinhando-se ao chamado de Frank W. Geels (2004) por maior protagonismo das comunidades locais nas transições energéticas.

Finalmente, na dimensão processual, a governança concentrada em atores corporativos e governamentais replica os padrões de exclusão identificados em Belo Monte e complexos eólicos (PEREIRA; VITAL; FONSECA, 2024). Como demonstra ABAS *et al.* (2023), comunidades raramente têm voz efetiva em fases cruciais de planejamento. Para superar esta lacuna, mecanismos como orçamento participativo e plataformas digitais inclusivas (BESHI; KAUR, 2020) são essenciais para garantir que decisões reflitam necessidades diversificadas, contrapondo-se ao corporativismo documentado por ANDREWS *et al.* (2020). Esta tríade analítica fornece estrutura crucial para avaliar a eficácia setorial discutida a seguir.

2.2.3 Eficiência Setorial e Controvérsias: Entre Desempenho Técnico e Equidade

A análise de eficácia do hidrogênio verde (H_2 verde) revela tensões fundamentais entre desempenho técnico e objetivos de equidade, com inserção setorial ocorrendo através de rotas tecnológicas distintas. Na siderurgia, o H_2 verde substitui carvão mineral, coque e gás de coqueria como agente redutor em processos de redução direta de minério de ferro (DRI) (Rosner *et al.*, 2023), permitindo produção de aço primário com eficiência de 70-80% e redução de 85-100% das emissões quando integrado a tecnologias como captura de carbono ou alto-fornos modernos (H_2 -DRI) (BENAVIDES *et al.*, 2024; SWENNENHUIS; DE GOOYERT; DE CONINCK, 2022). Esta aplicação, contudo, concentra-se em grandes complexos industriais com limitado impacto comunitário direto.

No setor químico, o H_2 verde serve como insumo para produção de amônia verde

2.2. HIDROGÊNIO VERDE NO CONTEXTO DA TRANSIÇÃO

(60-70% de eficiência) (Sollai *et al.*, 2023; Bozzano; Manenti, 2016), essencial para fertilizantes nitrogenados sustentáveis com redução de até 80% das emissões (Mayer *et al.*, 2023; HALDER *et al.*, 2024). Esta rota possui dupla relevância para o Brasil: reduz a dependência de importações (consumo anual >35 milhões de toneladas, taxa de importação >80% (EPE, 2024c)) e integra-se ao agronegócio, setor estratégico da economia nacional. Contudo, opera predominantemente em escala industrial, com benefícios concentrados em grandes produtores rurais e limitada internalização de ganhos locais.

Para o transporte rodoviário, aplicações em células a combustível (40-60% de eficiência) enfrentam desafios de infraestrutura e custos (HALDER *et al.*, 2024). A transição ocorre principalmente em frotas corporativas e transporte pesado (World Economic Forum, 2024), com impacto marginal na mobilidade urbana popular devido a altos custos e dominância de veículos convencionais. Sua principal vantagem reside em complementar veículos elétricos a bateria (BEVs) em rotas de longa distância, onde autonomia e peso são limitantes (Abdullah *et al.*, 2024). Paralelamente, no setor agropecuário, o H₂ verde viabiliza microrredes descentralizadas e produção local de fertilizantes através de integração fotovoltaica-eletrólise, além de alimentar máquinas agrícolas automatizadas. Contudo, seu impacto comunitário permanece restrito devido à focalização em grandes propriedades e baixa apropriação local da tecnologia.

Estas trajetórias setoriais evidenciam o paradoxo central ilustrado na Tabela 2.1, elaborada a partir dos trabalhos encontrados na literatura, como Devlin *et al.* (2023), Liu, Wang, Chen *et al.* (2024), HALDER *et al.* (2024), BENAVIDES *et al.* (2024) e SWENNENHUIS, DE GOOYERT e DE CONINCK (2022): aplicações com melhor desempenho técnico-econômico nem sempre coincidem com maior potencial de justiça energética. Enquanto soluções industriais (siderurgia e química) oferecem alta eficiência, seu alcance social permanece restrito; aplicações descentralizadas, embora menos eficientes em escala, promovem equidade energética direta.

Setor	Eficiência (%)	Potencial de Redução CO ₂	Potencial de Justiça Energética
Transporte rodoviário	40–60	31–80%	Média
Siderurgia	70–80	95–100%	Baixa
Geração descentralizada	40–50	95–100%	Alta
Indústria química	60–70	75–90%	Baixa
Agropecuário	45–70	90–95%	Baixa

Tabela 2.1 – Desempenho comparado do hidrogênio verde por setor no contexto brasileiro.

2.2. HIDROGÊNIO VERDE NO CONTEXTO DA TRANSIÇÃO

A classificação do potencial de justiça energética considera parâmetros de eficiência, custo relativo e impacto social direto. Projetos de geração descentralizada demonstram alto potencial equitativo ao suprir demandas específicas de comunidades rurais e isoladas não atendidas pelo Sistema Interligado Nacional. Contudo, estas aplicações enfrentam resistência de *lock-ins* institucionais que privilegiam modelos centralizados baseados em fontes fósseis.

Em contraste, aplicações industriais (química e siderurgia) apresentam baixo potencial de justiça energética direta, pois beneficiam principalmente agentes setoriais sem impactar significativamente comunidades locais. Os benefícios indiretos limitam-se à descarbonização global e possíveis reduções de custos em produtos finais, que raramente se materializam em ganhos locais tangíveis (JENKINS; SOVACOOOL; MCCAULEY, 2018; SOVACOOOL *et al.*, 2017).

Persistem controvérsias científicas sobre o papel ideal do H₂ verde. Estudos questionam investimentos massivos em setores onde alternativas como biocombustíveis oferecem soluções mais eficientes e integradas (IEA, 2024a). A bioenergia apresenta vantagens econômicas e de infraestrutura, com capacidade de mistura imediata que reduz emissões sem exigir transformações radicais (ALTARAZI *et al.*, 2022; National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2021). Contudo, ambas as tecnologias enfrentam desafios de uso de recursos hídricos e territoriais, exigindo avaliação criteriosa de *trade-offs* socioambientais.

Como sintetiza Musilek e Hussain (2024), superar estas contradições exige modelos de *power-sharing* que assegurem distribuição equitativa de benefícios e autoridade decisória — alinhando-se às dimensões processuais discutidas anteriormente. A trajetória brasileira para H₂ verde dependerá da capacidade de transcender *lock-ins* fósseis e institucionais, construindo arranjos que conciliem eficiência técnica com justiça distributiva, reconhecimento de direitos territoriais e participação comunitária efetiva, conforme estabelecido nos princípios da justiça energética (JENKINS, K. *et al.*, 2016).

2.2.4 Rotas alternativas de baixo carbono: bioenergia, CCS e outras tecnologias

Além do hidrogênio verde, diversas fontes renováveis e tecnologias emergem como soluções potenciais para a descarbonização. Destacam-se a bioenergia (etanol, biodiesel, biogás, SAF etc.) e a eletrificação direta (veículos elétricos, aquecimento elétrico),

2.2. HIDROGÊNIO VERDE NO CONTEXTO DA TRANSIÇÃO

juntamente com rotas de captura de carbono (CCS/BECCS) e hidrogênio azul (produzido a partir de gás natural com CCS). Cada alternativa envolve compromissos distintos quanto a custos, eficiência energética e impactos socioambientais. Em escala global, a Agência Internacional de Energia (IEA) ressalta que a bioenergia moderna apresenta maior maturidade tecnológica e menores custos comparativamente ao hidrogênio e outros "e-combustíveis" renováveis (IEA, 2024c). Essa predominância reflete-se claramente no contexto brasileiro: dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) indicam que o etanol (anidro + hidratado) correspondeu a 45% do consumo de combustível do ciclo Otto em 2024 (EPE, s.d.), com produção total de biocombustíveis atingindo 43 bilhões de litros em 2023, conforme registrado no Anuário Estatístico da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, s.d.), evidenciando o papel estruturante desses combustíveis na matriz de transportes nacional.

No segmento de transporte rodoviário leve, eletrificação e biocombustíveis destacam-se como as principais opções de baixo carbono. Veículos elétricos a bateria (BEVs) apresentam eficiência energética significativamente superior (75-90%) em comparação com os 25-40% dos motores de combustão interna (Albatayneh *et al.*, 2020), além de custos operacionais mais baixos e potencial de emissões 70% inferior (Vieira *et al.*, 2025), tornando-os competitivos especialmente em ciclos urbanos (Togun *et al.*, 2025). Em contrapartida, veículos a célula de combustível (FCEVs) movidos a hidrogênio direcionam-se preferencialmente a frotas pesadas e operações de longa distância (Hosseini, 2023). Como observa o Fórum Econômico Mundial, embora os biocombustíveis constituam alternativa carbono-neutra, sua disponibilidade em escala insuficiente para atender à demanda global de transporte pesado (World Economic Forum, s.d.) posiciona derivados do hidrogênio verde - particularmente metanol e amônia verdes - como opções complementares críticas para setores de difícil descarbonização como aviação, transporte marítimo de longo curso e cargas rodoviárias interurbanas.

Nas indústrias de base (siderurgia, cimento, petroquímica), tecnologias de captura e armazenamento de carbono (CCS) e hidrogênio azul apresentam-se como alternativas teoricamente viáveis. O CCS permitiria manter operações industriais existentes mediante captura de emissões, porém estudos recentes evidenciam custos significativamente variáveis: de US\$15–25/tCO₂ para fluxos concentrados de CO₂ (como na produção de etanol

2.2. HIDROGÊNIO VERDE NO CONTEXTO DA TRANSIÇÃO

ou processamento de gás natural) até US\$40–120/tCO₂ para fluxos diluídos (como em cimenteiras e geração termelétrica) (International Energy Agency – IEA, 2021). Adicionalmente, a curva de aprendizado tecnológico tem progredido lentamente (McLaughlin *et al.*, 2023): após décadas de desenvolvimento, apenas 43 milhões de toneladas anuais de CO₂ são capturadas globalmente, distribuídas em meras 30 instalações operacionais (Global CCS Institute, 2025), com projeções otimistas indicando 270 MtCO₂/ano até 2030 (BloombergNEF, 2022) - volume que representaria menos de 1% das emissões industriais globais (Davoodi *et al.*, 2023). O hidrogênio azul enfrenta críticas substanciais: análises demonstram que emissões fugitivas de metano e consumo energético do processo podem elevar sua pegada de carbono para apenas 9-12% abaixo do hidrogênio cinza em condições padrão, podendo mesmo exceder em 20% o impacto climático direto da queima de gás natural (Howarth; Jacobson, 2021). No contexto brasileiro, a implementação de CCS é limitada pela ausência de marco regulatório específico e incertezas quanto à capacidade geológica de armazenamento, embora estimativas apontem potencial entre 3,7–37,6 MtCO₂ em hubs industriais estratégicos (Oil and Gas Climate Initiative – OGCI, s.d.).

Sob a perspectiva da justiça energética, todas essas rotas apresentam trade-offs distintos. A bioenergia, embora renovável, frequentemente intensifica disputas por terra e recursos hídricos, como observado na expansão canavieira no Cerrado, associada a conflitos fundiários em 34% dos municípios produtores (Mapa de Conflitos Envolvendo Injustiça Ambiental e Saúde no Brasil – Fiocruz ENSP, 2025). O programa RenovaBio ilustra desafios distributivos: seu mecanismo de créditos de descarbonização (CBIOs) apresenta falhas estruturais onde distribuidoras são obrigadas a cumprir metas, mas emissores não possuem obrigação equivalente de oferta, gerando desequilíbrios de mercado que elevam preços e transferem custos à sociedade, beneficiando desproporcionalmente grandes grupos industriais (PERMAN Advogados e Associados, 2024). Estudos demonstram que a formulação desta política favoreceu atores hegemônicos através de processos acelerados de aprovação, regulamentação direcionada e estabelecimento de metas infladas de aquisição de créditos (Andrade; Rodrigues, 2024), comprometendo sua eficácia socioambiental.

A eletrificação enfrenta desafios relacionados a minerais críticos (lítio, cobalto, níquel, cobre, terras raras), cuja extração concentra-se predominantemente em países do Sul Global - especialmente África, Ásia e América Latina - onde regulamentações ambientais, sociais e econômicas tendem a ser mais flexíveis (STACCIARINI; GONÇALVES, 2025;

2.3. CONTEXTO BRASILEIRO: ESPECIFICIDADES, OPORTUNIDADES E DESAFIOS

Dowling; Otero, 2025). Projetos como os de mineração de lítio no norte de Portugal exemplificam como discursos de “transição corporativa” podem legitimar práticas extrativistas que reproduzem injustiças distributivas, de reconhecimento e processuais (Canelas; Carvalho, 2023). No contexto brasileiro, estudo sobre o Plano de Transição Justa no Ceará revela ausência de instrumentos concretos para abordar dimensões de justiça energética, com foco predominante em expansão do setor renovável e crescimento econômico em detrimento de equidade social (Mendes; Sampaio; Collaço, 2025). Como contraponto promissor, modelos cooperativos de *energy sharing* propostos por HEFFRON e MCCAULEY (2018) demonstram potencial para reduzir desigualdades em 15–30% comparativamente a abordagens tradicionais.

Em síntese, a comparação entre rotas de descarbonização revela cenários distintos por setor. Bioenergia e eletrificação apresentam maior maturidade técnica e competitividade de custos, mas enfrentam limites biofísicos e desafios de justiça socioambiental. CCS e hidrogênio azul, embora viáveis teoricamente, confrontam-se com barreiras econômicas significativas e riscos de perpetuar dependência fóssil. O hidrogênio verde configura-se como vetor estratégico complementar para nichos específicos de difícil descarbonização (indústria pesada, transporte de longa distância), desde que integrado a políticas robustas que assegurem equidade na transição energética.

2.3 Contexto Brasileiro: Especificidades, Oportunidades e Desafios

A matriz energética brasileira apresenta características únicas que redefinem radicalmente as possibilidades para o hidrogênio verde. Com 89,1% de fontes renováveis na geração elétrica e 49,1% na matriz energética total em 2023 (EPE, 2024b), o país possui vantagem comparativa excepcional para produção competitiva de H₂ verde. Esse potencial é ampliado pelo superávit energético em horários de pico solar e eólico, criando oportunidades para eletrólise a custos marginais próximos de zero. Contudo, essa abundância renovável coexiste com paradoxos estruturais profundos. Subsídios a combustíveis fósseis, que totalizaram R\$ 81,7 bilhões em 2023 (Instituto de Estudos Socioeconômicos (INESC), 2023), superam em doze vezes os investimentos em alternativas como o hidrogênio verde. Essa distorção perpetua um *lock-in* tecnológico em setores industriais e de

2.3. CONTEXTO BRASILEIRO: ESPECIFICIDADES, OPORTUNIDADES E DESAFIOS

transporte responsáveis por 73% das emissões energéticas nacionais (EPE, 2024a), configurando um cenário de contradições que molda decisivamente o desenvolvimento do H₂ verde no Brasil.

2.3.1 A Dicotomia Energética: Abundância Renovável versus Intensidade Carbônica Setorial

Como evidenciado na discussão sobre a sobreposição energética (Seção 2.1.1), a dicotomia entre abundância renovável e intensidade carbônica setorial reflete a incapacidade de substituição estrutural de fontes fósseis, mesmo em contextos de superávit verde. Assim, a contradição fundamental da transição energética brasileira manifesta-se na disparidade entre uma matriz elétrica predominantemente renovável e a alta intensidade carbônica de setores estratégicos. Enquanto o setor elétrico emite apenas 59.9 kg de CO₂ equivalente por MWh (EPE, 2024a), significativamente abaixo da média da Europa (270.2 kg CO₂e/MWh), EUA (358.1 kg CO₂e/MWh) e China (678.4 kg CO₂e/MWh) (EPE, 2025d), segmentos como transporte e indústria apresentam indicadores alarmantes. O transporte de cargas, responsável por 50% das emissões do setor energético (EPE, 2025d), possui intensidade carbônica de 172,4 kg CO₂e por MWh, calculado a partir dos dados do BEN 2025. Paralelamente, o setor industrial emite 630 kg CO₂e por MWh, superando a média global.

Essa dicotomia resulta de fatores estruturais interconectados. O perfil setorial das emissões reflete décadas de investimentos desequilibrados, com o transporte rodoviário de cargas expandindo-se 219% desde 2000 (IEA; EPE, 2021), enquanto alternativas ferroviárias permaneceram estagnadas. Essa opção consolidou uma dependência fóssil que hoje se manifesta numa frota de caminhões a diesel. Complementarmente, a fragmentação política e regulatória desincentiva a eletrificação de processos industriais de alta temperatura (400-1600°C), mantendo a dependência de combustíveis fósseis em grande parte desses processos. Essa desconexão política opera como barreira sistêmica à adoção de alternativas renováveis.

No entanto, a expansão acelerada de fontes renováveis intermitentes, particularmente solar e eólica, abre perspectivas promissoras para o hidrogênio verde. Regiões como o Nordeste brasileiro poderiam utilizar excedentes energéticos para alimentar eletrolisadores, convertendo energia desperdiçada em hidrogênio armazenável. Essa integração oferece

2.3. CONTEXTO BRASILEIRO: ESPECIFICIDADES, OPORTUNIDADES E DESAFIOS

solução técnica para desafios de intermitência enquanto cria valor econômico a partir de ativos ociosos. Setores de difícil descarbonização representam mercados estratégicos naturais para o H₂ verde: no transporte pesado, células a combustível para caminhões de longo curso poderiam reduzir as emissões anuais do setor, a depender do impacto da inserção (HALDER *et al.*, 2024); na siderurgia, tecnologias de redução direta com hidrogênio (H₂-DRI) permitiriam cortes de 85-95% nas emissões (BENAVIDES *et al.*, 2024); na agricultura, a produção de amônia verde poderia substituir importações de fertilizantes, que atingem mais de 35 milhões de toneladas anuais (EPE, 2024c). Adicionalmente, microrredes híbridas em comunidades isoladas oferecem caminho para substituir geradores a diesel, combinando energia solar, eólica e armazenamento sazonal via hidrogênio.

Contudo, a realização desse potencial enfrenta barreiras estruturais significativas. Financeiramente, o custo nivelado do hidrogênio verde (LCOH) varia entre R\$ 5,78 e R\$ 23,27 por quilograma (EPE, 2024d), significativamente acima dos preços dos combustíveis convencionais e até mesmo dos preços encontrados para o hidrogênio verde na literatura. Na regulamentação, a ausência de certificação nacional unificada e marco legal específico (existe marco legal do hidrogênio de baixo carbono no Brasil, mas com pouca especificidade e incentivos (Brasil, 2024a)) cria insegurança jurídica para investidores. Na infraestrutura, limitações no transporte e armazenamento de hidrogênio dificultam a criação de cadeias logísticas eficientes, enquanto tecnologicamente, a escalabilidade de custo de eletrolisadores para importação permanece um desafio do desenvolvimento da infraestrutura de hidrogênio verde no Brasil (MAZUMDER *et al.*, 2024).

Como resultado, o potencial técnico brasileiro de 1,8 bilhão de toneladas de hidrogênio verde (EPE, 2024d) permanece substancialmente subutilizado. Dos 24 projetos atualmente em operação ou desenvolvimento (EPE, 2025a), 78% concentram-se em *clusters* voltados à exportação, principalmente nos estados do Ceará e Rio Grande do Sul, enquanto aplicações domésticas representam apenas 12% dos investimentos. Essa distribuição assimétrica, com 78% dos projetos voltados à exportação, evidencia não apenas o hiato técnico, mas também reproduz padrões de (neo)colonialismo energético (Hamouchene, 2023), onde custos socioambientais locais subsidiam demandas externas e não as necessidades internas do país.

Para superar essa dicotomia, são necessárias políticas integradas que articulem leilões

dedicados de H₂ verde com garantias de longo prazo, regulamentação eficaz do marco do “Combustível do Futuro” (Lei 14.299/22) (EBC – Empresa Brasil de Comunicação, 2024) e utilização dos investimentos para o hidrogênio verde, programas robustos de P&D para adaptação tecnológica ao contexto brasileiro, e mecanismos de governança que assegurem distribuição equitativa de benefícios. A trajetória do hidrogênio verde no Brasil dependerá fundamentalmente da capacidade de converter vantagens comparativas naturais, com o alto potencial de renováveis para alimentar a cadeia produtiva de hidrogênio, em competitividade sistêmica através de arcabouços institucionais coerentes e estáveis, visando efetividade frente aos pilares da justiça energética (Geels, Frank W., 2004): distribuição equitativa de benefícios (dimensão distributiva), reconhecimento de territórios vulneráveis (dimensão do reconhecimento), e participação comunitária em decisões (dimensão processual).

2.4 Governança Climática e as NDCs Brasileiras

O alinhamento entre políticas climáticas nacionais e estratégias de H₂ verde revela dissonâncias estruturais que comprometem sua eficácia. A NDC brasileira revisada em 2024 estabelece metas ambiciosas de redução de emissões (53% até 2030; 59-67% até 2035) (Brazil – UNFCCC, 2024), porém omite explicitamente o hidrogênio verde como vetor estratégico. Paralelamente, o marco do “Combustível do Futuro” (Lei 14.299/22) prioriza biocombustíveis sem estabelecer sinergias tecnológicas com H₂ verde (EBC – Empresa Brasil de Comunicação, 2024), reforçando a fragilidade das capacidades estatais discutida na Seção 2.1. Esta desarticulação institucional gera insegurança jurídica que desincentiva investimentos de longo prazo na cadeia produtiva.

2.4.1 Contradições na Política Energético-Climática

As contradições entre discurso climático e prática energética aprofundam-se quando analisadas as políticas setoriais. O Plano Decenal de Energia 2034 projeta expansão de 44% na produção de petróleo e 98% no gás natural até 2034 (EPE, 2025c), enquanto o Novo PAC destina R\$ 300 bilhões para infraestrutura fóssil contra R\$ 108 bilhões para energias limpas (Casa Civil da Presidência da República, 2024). Esta incoerência materializa o *lock-in* institucional analisado na Seção 2.1.2, resultando na classificação

2.4. GOVERNANÇA CLIMÁTICA E AS NDCS BRASILEIRAS

“Insuficiente” pelo *Climate Action Tracker* (Climate Action Tracker, 2025), que alerta para emissões 28% acima do compatível com as metas. A aposta em tecnologias de captura de carbono (CCS) como solução - discutida criticamente na Seção 2.2.4 - aprofunda o paradoxo, exigindo investimentos proibitivos de US\$ 15 bilhões para mitigar míseros 5% das emissões industriais (Oil and Gas Climate Initiative – OGCI, s.d.).

2.4.2 Potencial de Contribuição do H₂ Verde para as NDCs

O hidrogênio verde apresenta potencial estratégico para acelerar o cumprimento das Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDCs) brasileiras, intensificando a transição energética do país, particularmente nos setores de difícil descarbonização onde alternativas como a eletrificação direta se mostram tecnológica ou economicamente inviáveis. Conforme discutido na Seção 2.3.1, esta contribuição concentra-se em quatro eixos setoriais críticos para a redução das emissões nacionais. No segmento siderúrgico, a tecnologia de redução direta de minério com hidrogênio (DRI-H₂) oferece rota para descarbonização profunda, capaz de reduzir em até 95% as emissões em comparação com processos convencionais a carvão (BENAVIDES *et al.*, 2024).

Contudo, a estrutura altamente concentrada do setor - com 31 parques produtores administrados por 11 grupos empresariais e produção anual de 51 milhões de toneladas de aço bruto (Associação ACO Brasil, 2025) - impõe desafios significativos à incorporação dos princípios de justiça energética discutidos na Seção 2.1. A lógica exportadora dominante (com saldo comercial de US\$ 1,8 bilhões e 9,6 milhões de toneladas exportadas anualmente) tende a priorizar rentabilidade sobre benefícios socioambientais locais, reproduzindo o padrão de “sobreposição energética” criticado por Cataia e Duarte (2022). Apesar desta assimetria, o setor mantém potencial crucial para mitigar cerca de 70 Mt CO₂e/ano (SEEG, 2025e), exigindo políticas que vinculem incentivos à produção limpa com contrapartidas de desenvolvimento territorial equitativo, conforme o modelo de transições intencionais proposto por SMITH *et al.* (2005).

Paralelamente, no transporte pesado – responsável por 50% das emissões do setor energético (EPE, 2025d) –, a substituição de motores de combustão interna por células a combustível a hidrogênio verde representa alternativa viável para frotas de longo curso, onde as limitações de autonomia e tempo de recarga das baterias elétricas persistem como barreiras técnicas (HALDER *et al.*, 2024). Este setor apresenta notável potencial

2.4. GOVERNANÇA CLIMÁTICA E AS NDCS BRASILEIRAS

para incorporar princípios de justiça energética, particularmente através de incentivos que aliem expansão tecnológica e benefícios socioeconômicos.

Conforme evidenciado por Halder *et al.* (2024) e Durkin *et al.* (2024), os veículos com célula de combustível (HFCEVs) demonstram vantagens operacionais substantivas: consomem 29%-66% menos energia, emitem 31%-80% menos GEE, e apresentam quase o dobro da eficiência energética (1,05 kg-H₂/100km contra 1,79 kg-H₂/100km em equivalentes convencionais no ciclo de combustível, baseado na WLTP (*Worldwide Harmonized Light Vehicles Test Procedure*) organização que define o padrão global para consumo de combustível, emissões de CO₂ e as emissões de poluentes de veículos leves). Esses ganhos técnicos podem traduzir-se em benefícios econômicos tangíveis para a população, incluindo: (1) redução de 40%-60% nos custos operacionais por km devido à maior eficiência termodinâmica (Durkin *et al.*, 2024); (2) menor dependência de volatilidade de commodities fósseis; e (3) criação de empregos locais em estações de reabastecimento descentralizadas.

Contudo, como alerta Qasim Hassan *et al.* (2023), a implementação enfrenta desafios críticos de infraestrutura e barreiras de monopólio dos fabricantes tradicionais. Para superá-los, políticas intencionais – alinhadas ao modelo de SMITH *et al.* (2005) – devem combinar: regulação do mercado de carbono para internalizar custos ambientais, incentivos fiscais direcionados à adoção de HFCEVs (priorizando frotas públicas e coletivas), e taxaço progressiva de veículos convencionais de alta emissão. Esta abordagem não apenas aceleraria a transição técnica, mas também materializaria a dimensão distributiva da justiça energética, convertendo ganhos ambientais globais em benefícios econômicos locais tangíveis para comunidades impactadas pela poluição do transporte pesado (aqui há um problema em que fica implícito as coisas, sem um nível de medida paupável e com exemplo e boa referencia).

Na indústria química, a substituição do hidrogênio cinza pelo verde justifica-se apesar da diferença de custos (R\$ 1,50-2,80/kg para o cinza versus R\$ 5,78-23,27/kg para o verde) (EPE, 2024d) devido ao seu potencial transformador: redução de 2-3 toneladas de CO₂ por tonelada de amônia produzida (Hitachi Energy, 2025) e cortes de até 90% nas emissões diretas no setor (INCER-VALVERDE *et al.*, 2023). Esta transição oferece oportunidade única para enfrentar a alarmante dependência de 87% de importações de

2.4. GOVERNANÇA CLIMÁTICA E AS NDCS BRASILEIRAS

fertilizantes (Confederação Nacional dos Trabalhadores na Agricultura Familiar (CNAF), 2025) e fortalecer a segurança alimentar, priorizando benefícios a comunidades locais e a sociedade brasileira, em detrimento aos lucros de grandes conglomerados ou outros países, alinhando, assim, este setor a ideia de justiça energética.

Considerando que aproximadamente 30% dos estabelecimentos de agricultura familiar utilizam fertilizantes nitrogenados (BBC News Brasil, 2022), políticas devem priorizar micro-usinas comunitárias em territórios marginalizados, convertendo vulnerabilidade geopolítica em soberania energética descentralizada, a partir de políticas que vinculem produção local de amônia verde a programas de subsídios direcionados podem catalisar a “pluralização produtiva” defendida por MIELLY *et al.* (2024). Tal abordagem confronta a lógica colonial do agronegócio exportador, principalmente com commodities (Zilli *et al.*, 2020), ao realocar poder produtivo para comunidades historicamente excluídas, assegurando acesso equitativo a insumos sustentáveis para a agricultura familiar que abastece mais de 70% do mercado interno (Confederação Nacional dos Trabalhadores na Agricultura (CONTAG), 2024). A infraestrutura historicamente centralizada do setor energético exige, portanto, modelos descentralizados que evitem a reprodução de padrões de exclusão através de cotas regionais e fundos de equalização.

Apesar do potencial estratégico, a viabilidade econômica do hidrogênio verde enfrenta obstáculos substanciais. Seus custos de produção, que variam entre R\$ 5,78 e R\$ 23,27 por kg (EPE, 2024d), superam significativamente os de biocombustíveis consolidados como o etanol (R\$ 2,10-3,50/kg equivalente energético) e dos combustíveis fósseis que pretende substituir (EPE, 2023), mesmo considerando sua vantagem termodinâmica em aplicações como células a combustível, onde alcança 40-60% de eficiência contra 20-35% dos motores convencionais (Durkin *et al.*, 2024). Para superar esta fragilidade, são necessárias intervenções estruturais articuladas. A implementação de leilões especializados com garantias de longo prazo, conforme inspirado na Lei 14.299/2022 (Brasil, 2022), é crucial para reduzir riscos de investimento e viabilizar escala.

Paralelamente, a expansão do Programa de Transição Energética Justa (TEJ) deve incorporar critérios de certificação específicos para hidrogênio verde, seguindo modelos como o desenvolvido no Ceará (Estado do Ceará, 2022; Instituto Federal de Educação, 2024) – região que, devido ao seu excepcional potencial solar (643 GW) e eólico terrestre

2.4. GOVERNANÇA CLIMÁTICA E AS NDCS BRASILEIRAS

(94 GW) (Observatório da Indústria – Observatório IND, 2022), concentra mais da metade dos projetos nacionais previstos para a próxima década (Mendes; Sampaio; Collaço, 2025). Essa experiência cearense oferece um paradigma para outras regiões brasileiras, demonstrando como a estruturação de projetos pode alinhar transição energética com justiça distributiva, priorizando comunidades locais e demanda interna sobre interesses exportadores. Complementarmente, o estímulo a sinergias tecnológicas com biocombustíveis via e-fuels para otimizar infraestruturas existentes, aliado a incentivos condicionados à substituição comprovada de fósseis e metas de preço acessível, completa o arcabouço de soluções.

Conforme evidenciado na análise da dicotomia energética (Seção 2.3.1), o impacto efetivo do hidrogênio verde nas Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDCs) do Brasil dependerá integralmente da superação conjunta das barreiras discutidas. O aproveitamento do superávit energético brasileiro previsto pelo ONS entre 2024-2028 (ONS, 2024) – particularmente o potencial eólico offshore e solar do Nordeste e outras regiões privilegiadas – poderia posicionar o país como líder estratégico na economia global de baixo carbono.

Contudo, a avaliação quantitativa deste potencial exige uma modelagem sistêmica que incorpore dimensões críticas de justiça energética: compartilhamento equitativo de benefícios com comunidades locais, consulta prévia para implantação de empreendimentos, e salvaguarda de áreas protegidas, zonas de conservação e territórios quilombolas e indígenas para evitar conflitos socioambientais. Esta lacuna metodológica será abordada através de um modelo integrado de avaliação multicritério que quantificará as regiões brasileiras mais adequadas para os projetos de hidrogênio verde, considerando todo o espectro de justiça energética estabelecido neste capítulo. Ao transformar o arcabouço teórico em ferramenta aplicada, a modelagem oferecerá subsídios robustos para tomada de decisão estrategicamente alinhada às metas climáticas nacionais e aos princípios de equidade.

Capítulo 3

Metodologia

Este capítulo operacionaliza o arcabouço teórico desenvolvido anteriormente, propondo uma metodologia integrada para avaliação multidimensional do potencial do hidrogênio verde no contexto brasileiro. Conforme estabelecido na fundamentação teórica, particularmente na Seção 2.4.2, a abordagem articula sete componentes inter-relacionados que abrangem desde a análise espacial até a avaliação econômica e socioambiental dos empreendimentos de hidrogênio verde no país. A pesquisa caracteriza-se como exploratório-descritiva, com abordagem quantitativa predominante e método hipotético-dedutivo, incorporando de forma transversal os critérios de justiça energética discutidos na Seção 2.1. Esta estrutura metodológica permite responder às complexas interrogações sobre viabilidade técnica, sustentabilidade hídrica e equidade distributiva que emergiram da revisão da literatura e fundamentação teórica desta dissertação.

3.1 Fundamentação Metodológica

A investigação adota um método hipotético-dedutivo estruturado em três ciclos interligados, alinhados aos princípios de transição sociotécnica discutidos no capítulo anterior. Inicialmente, formula-se hipóteses multidimensionais que integram critérios técnicos de viabilidade energética, parâmetros econômicos de custo-benefício e variáveis socioespaciais relacionadas ao impacto territorial. Em seguida, realiza-se teste paramétrico rigoroso através de modelagem computacional aplicada, considerando não apenas variáveis energéticas e econômicas convencionais, mas também indicadores relacionados justiça energética. Finalmente, procede-se à validação contextual mediante confronto dos resultados

com indicadores macroeconômicos regionais, métricas de geração de emprego qualificado, critérios de acesso equitativo e potenciais de mitigação de CO₂. Esta abordagem sistemática permite analisar as inter-relações complexas entre quatro eixos fundamentais: variáveis energéticas como potencial renovável e eficiência tecnológica; indicadores econômicos incluindo CAPEX, OPEX e custo nivelado do hidrogênio; parâmetros ambientais como demanda hídrica e emissões evitadas; e dimensões socio-territoriais representadas por índices de desenvolvimento regional e mecanismos de distribuição de benefícios. Desta forma, garante-se coerência analítica com os princípios de justiça energética estabelecidos no marco teórico, evitando dissociações entre a avaliação técnica e as implicações sociais da transição energética.

3.2 Análise Espacial com QGIS

Esta etapa emprega técnicas de geoprocessamento para identificar áreas ótimas de produção de hidrogênio verde, fundamentando-se em análise multicritério que integra parâmetros técnicos e restrições socioambientais. A metodologia inicia com pré-processamento minucioso no QGIS 3.34, envolvendo reprojeção de dados vetoriais heterogêneos e conversão estratégica para formato raster, garantindo uniformidade no sistema de referência espacial. Posteriormente, implementa-se o núcleo analítico mediante avaliação integrada de nove camadas geoespaciais críticas, meticulosamente ponderadas conforme sua relevância para a sustentabilidade operacional: potencial solar, eólico e híbrido (solar+eólico) como vetores energéticos primários; proximidade a corpos hídricos para suprimento essencial; delimitação de áreas protegidas integrais como zonas de exclusão absoluta; respeito a territórios indígenas e quilombolas como salvaguarda étnico-cultural; análise de ocupação do solo para compatibilidade territorial; preservação de vegetação nativa e florestas como barreira à degradação; minimização de conflitos com áreas agrícolas e pastagens estabelecidas; incorporação do índice de segurança hídrica como fator de resiliência climática; e avaliação de declividade para viabilidade construtiva. Esta matriz multicritério transcende a mera identificação de potencial renovável, incorporando dimensões de justiça ambiental ao internalizar salvaguardas para comunidades tradicionais e ecossistemas sensíveis. Os mapas temáticos resultantes sintetizam essa complexa interação de fatores, gerando gradientes de aptidão territorial que equilibram eficiência energética com

sustentabilidade socioecológica, fornecendo assim a base espacial contextualizada para a modelagem energética subsequente.

3.2.1 Aquisição e Tratamento Inicial dos Dados

As camadas geográficas utilizadas foram obtidas de fontes oficiais, conforme listado na Tabela 3.1. Inicialmente, todas as camadas foram recortadas segundo os limites territoriais do Brasil e reprojetaadas para o sistema de referência SIRGAS 2000/Brazil Polyconic (EPSG:5880), adequado à extensão norte-sul do país (ESRI, 2024). A camada dos limites territoriais foi renomeada como “regiões” e serviu como base para a interseção vetorial com as demais camadas, assegurando a coerência espacial da análise.

Camada	Fonte
Limites territoriais	IBGE (2024c)
Massas d'água	Serviço Nacional de Informações sobre Recursos Hídricos (SNIRH) (2024)
Declividade	CPRM (2024)
Segurança hídrica	Águas (2020)
Unidades de conservação, terras indígenas, áreas quilombolas	Departamento Nacional de Infraestrutura de Transportes (DNIT) (2024)
Uso do solo	SNIRH (2024)
Irradiação solar	INPE (2017)
Potencial eólico	Atlas (2024)

Tabela 3.1 – Fontes das camadas geoespaciais utilizadas.

A Figura 3.1 exemplifica a reprojeção das camadas. A camada de limites territoriais (em branco) e a de massas d'água (em azul) utilizam o SRC EPSG:5880.

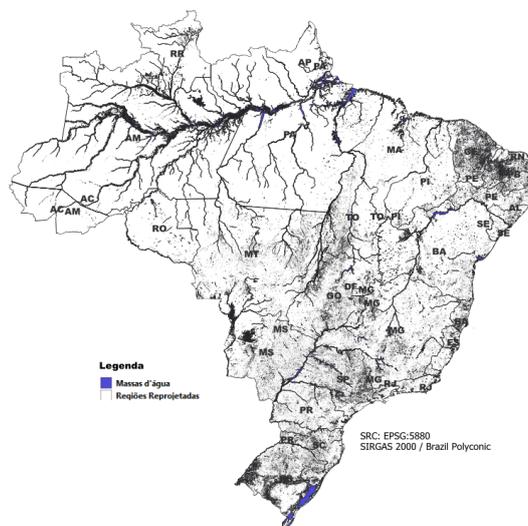


Figura 3.1 – Exemplo de camadas reprojetaadas no QGIS.

3.2.2 Conversão para Raster e Análise de Proximidade

A conversão para formato raster (15 m × 15 m) foi essencial para viabilizar operações matriciais complexas. As camadas vetoriais foram convertidas em raster (GeoTIFF 32-bit, com valor de queima igual a 1) utilizando o método de renderização “Máximo” para preservar valores extremos (QGIS, 2024c). A Figura 3.2 apresenta um exemplo da rasterização da camada de massas d’água.



Figura 3.2 – Rasterização de massas d’água no QGIS.

É possível observar que os pixels brancos indicam a presença de corpos d’água e os pretos representam a ausência destes. A comparação com a camada de massas d’água reprojeta (Figura 3.1) confirma a fidelidade do processo.

O próximo passo na metodologia é a utilização da ferramenta *Proximity*, presente no QGIS (Team, 2024), gerou mapas de distância contínua para cada camada, com buffers definidos em conformidade com legislações e critérios técnicos (Tabela 3.2).

Categoria	Buffer (m)	Base Legal/Técnica
Massas d’água	1.250	APP conforme Art. 4º, Lei 12.651/2012 (Brasil, 2012)
Áreas protegidas	3.500	Zona de amortecimento (Lei 9.985/2000) (Brasil, 2000)
Uso agrícola	3.000	Resolução CONAMA 420/2009 (Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA), 2024)
Vegetação nativa	3.000	Decreto 4.339/2002 (Brasil, 2002)

Tabela 3.2 – Parâmetros de análise de proximidade.

Dentro dessa ferramenta, as camadas de entrada são configuradas junto com a distância máxima a ser gerada, que pode variar de acordo com cada camada. A Figura 3.3

exibe um dos mapas gerados utilizando esta ferramenta.

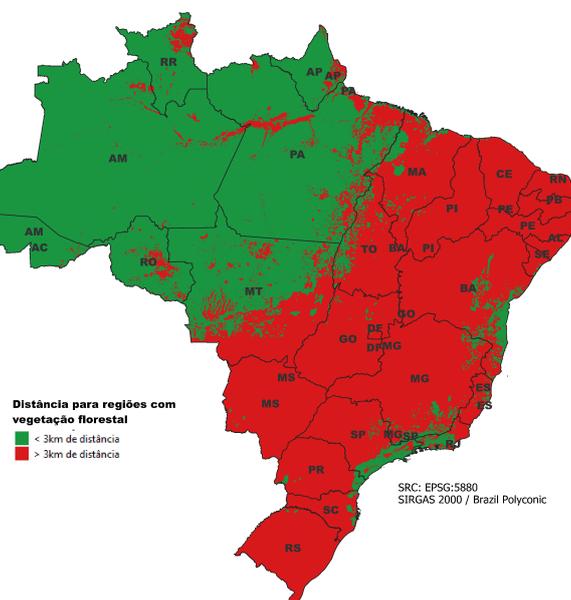


Figura 3.3 – Mapa de proximidade para a camada de Vegetação Florestal.

O cálculo de proximidade é realizado até o valor máximo especificado, considerando a distância entre os pixels alvo e os demais pixels presentes no raster. Essa ferramenta é particularmente útil neste projeto, pois muitos dos critérios definidos dependem diretamente da distância entre o conjunto de pixels alvo e os outros elementos da camada.

Por exemplo, no caso do raster da camada vegetação florestal, a distância máxima gerada foi de 3.000 metros. Esse valor foi determinado com base no critério de maior peso para a camada de vegetação florestal, considerando que distâncias superiores a 3 km teriam um impacto significativo nas análises.

3.2.3 Tratamento e Reclassificação de Camadas Específicas

Esta seção apresentará como foram realizados os tratamentos de algumas camadas específicas que foram utilizadas na análise multicritério. Estas camadas são tratadas de forma diferente devido a forma de aquisição dos dados ou devido a forma de construção do mapa de critério de cada uma.

3.2.3.1 Declividade do Terreno

A camada de declividade foi derivada do mosaico SRTM (*Shuttle Radar Topography Mission*) (CPRM, 2010), processada no QGIS 3.34 mediante reprojeção para o sistema SIRGAS 2000. O cálculo dos ângulos de inclinação utilizou a ferramenta *Slope* com

vizinhança de 3×3 pixels, gerando valores em porcentagem que foram classificados em seis categorias conforme diretrizes do EMBRAPA (Pesquisa Agropecuária, 1979) (Tabela 3.3).

Categoria	Ângulo de Declividade
Plano	0–3%
Suave ondulado	3–8%
Ondulado	8–20%
Forte ondulado	20–45%
Montanhoso	45–75%
Escarpado	>75%

Tabela 3.3 – Classificação de declividade conforme IBGE e EMBRAPA.

A Figura 3.4 mostra a distribuição original dos dados, onde áreas vermelhas indicam declividades superiores a 45%, típicas de regiões montanhosas. Para a análise multicritério, aplicou-se uma reclassificação inversa que atribui máxima aptidão (100) às áreas planas (3%), conforme a Equação 3.1.

$$f(A) = \begin{cases} 100, & A \leq 1 \text{ (Plano/Suave)}, \\ 75, & 1 < A \leq 2 \text{ (Ondulado)}, \\ 50, & 2 < A \leq 3 \text{ (Forte Ondulado)}, \\ 25, & 3 < A \leq 4 \text{ (Montanhoso)}, \\ 10, & 4 < A \leq 5 \text{ (Escarpado)}. \end{cases} \quad (3.1)$$

O resultado final, apresentado na Figura 3.5, revela maior aptidão nas regiões Centro-Oeste e partes do Nordeste, compatível com estudos de viabilidade técnica para instalações industriais.

3.2.3.2 Índice de Segurança Hídrica (ISH)

O Índice de Segurança Hídrica (ISH) integra quatro dimensões críticas: disponibilidade hídrica per capita, acesso a sistemas de abastecimento, gestão de bacias hidrográficas e resiliência a eventos extremos, conforme metodologia da Agência Nacional de Águas, apresentada pelo SNIRH (2023). A Figura 3.6 detalha esses componentes.

O mapa resultante (Figura 3.7) mostra maior segurança hídrica no Sul e Sudeste, contrastando com áreas críticas no Semiárido nordestino.

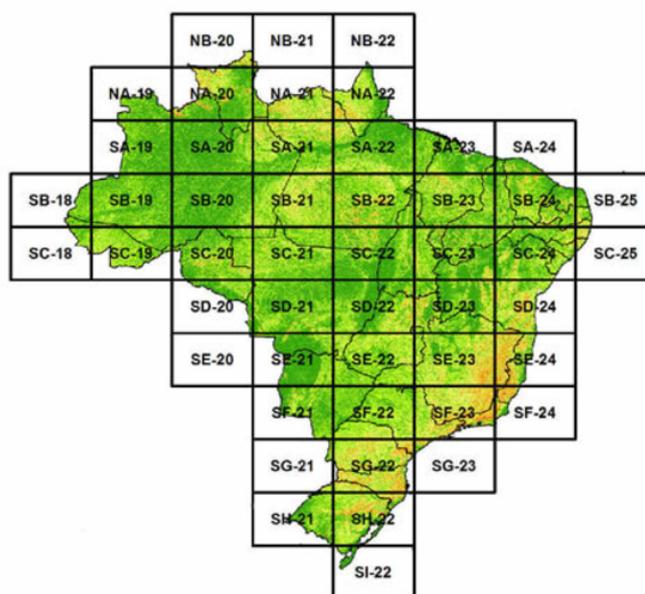


Figura 3.4 – Dados brutos de declividade antes do tratamento. Fonte: Adaptado de CPRM (2024).

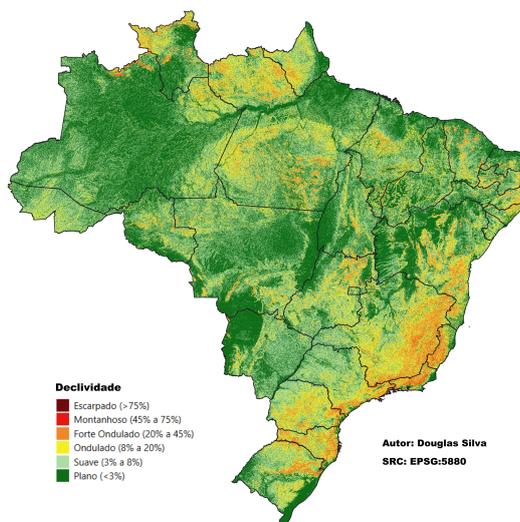


Figura 3.5 – Declividade reclassificada para aptidão energética.

3.2.3.3 Potencial Solar e Eólico

O potencial solar foi calculado mediante correção topográfica da Irradiação Direta Normal (DNI) utilizando modelo SRTM 30m, com reclassificação que atribui máxima aptidão (100) a valores acima de $5.375 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$, predominantes no Nordeste brasileiro (Equação 3.2). A Figura 3.8 ilustra essa distribuição, onde tons amarelos destacam áreas com DNI superior a 5.375 kWh/m^2 .

3.2. ANÁLISE ESPACIAL COM QGIS

Indicadores do ISH	
Dimensão	Indicador
Humana	Garantia de água para abastecimento
	Cobertura da rede de abastecimento
Econômica	Garantia de água para Irrigação e Pecuária
	Garantia de água para atividade Industrial
Ecológica	Quantidade adequada de água para usos naturais
	Qualidade adequada de água para usos naturais
	Segurança de barragens de rejeito de mineração
Resiliência	Reservação artificial
	Reservação natural
	Potencial de armazenamento subterrâneo
	Variabilidade pluviométrica

Figura 3.6 – Componentes do ISH. Fonte: Adaptado de SNIRH (2023).

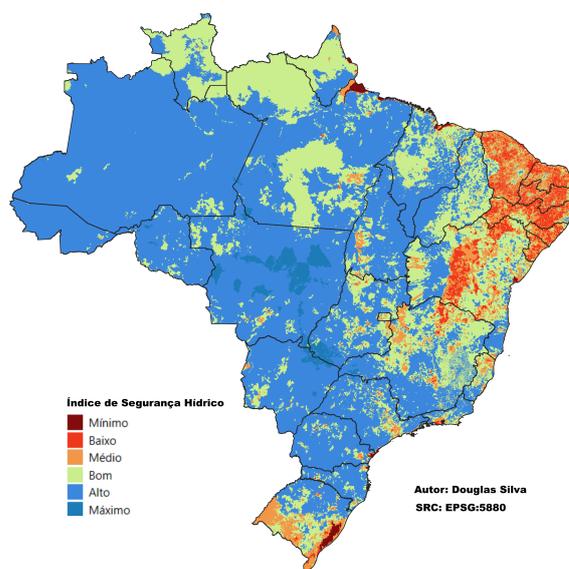


Figura 3.7 – ISH para o Brasil em 2035. Fonte: Adaptado de ANA (2024).

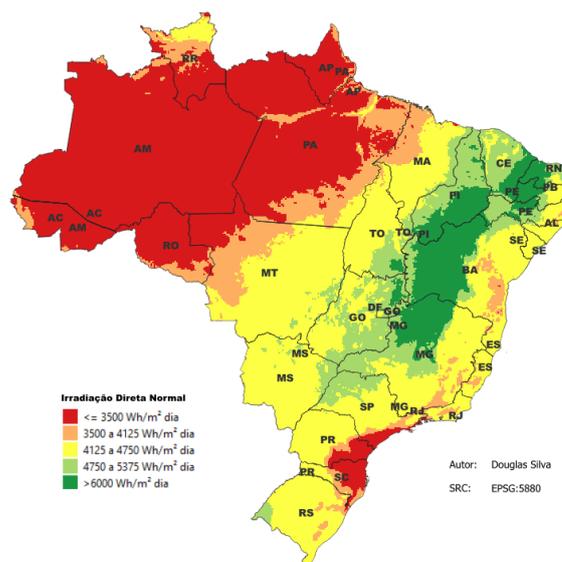


Figura 3.8 – Distribuição espacial do DNI reclassificado. Regiões amarelas ($>5.375 \text{ kWh/m}^2$) são ótimas para projetos solares.

$$f_{\text{Solar}}(A) = \begin{cases} 10, & A \leq 3500, \\ 25, & 3500 < A \leq 4125, \\ 50, & 4125 < A \leq 4750, \\ 75, & 4750 < A \leq 5375, \\ 100, & A > 5375. \end{cases} \quad (3.2)$$

Para o potencial eólico, dados de quatro níveis altimétricos (50–200m) foram agregados com ponderação inversa à amplitude entre camadas (Equação 3.3), resultando na Figura 3.9, que identifica o litoral nordestino como zona de excelente recurso eólico (>750 W/m² a 150m). A validação contra o PDE 2031 (EPE, 2022) mostrou congruência nas áreas prioritárias mapeadas.

$$\text{Peso}_i = \frac{1}{\text{Amplitude}_i} ; \quad \text{Valor Final} = \sum_{i=1}^4 \frac{\text{Camada}_i \times \text{Peso}_i}{\sum \text{Pesos}}. \quad (3.3)$$

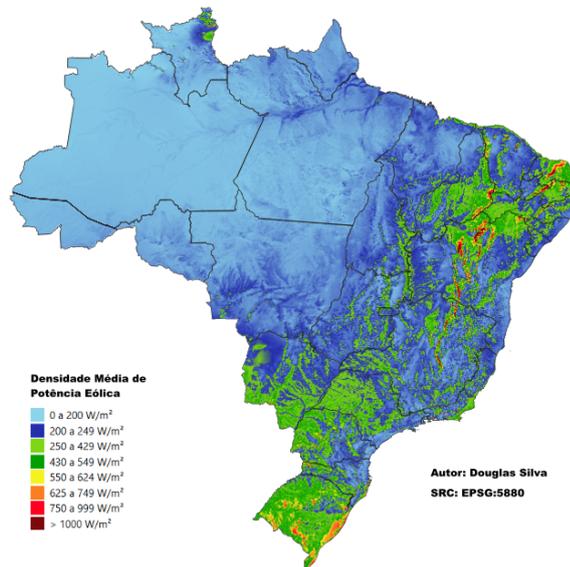


Figura 3.9 – Densidade de potência eólica a 150m. Tons vermelhos indicam >750 W/m².

3.2.4 Definição dos Critérios

Esta seção apresentará como serão definidos os critérios, considerando o tipo da camada, os pesos específicos para cada critérios e exemplos de mapas de critérios resultantes das aplicações das equações construídas no QGIS.

3.2.4.1 Camadas de Ocupação do Solo

A seleção de áreas adequadas para infraestrutura energética requer distanciamento mínimo de atividades antrópicas intensivas. Foram estabelecidos intervalos de 250 a 3.000 metros de zonas urbanas, agrícolas e de silvicultura, com pesos progressivos conforme a distância (Equação 3.4).

$$f_{c1}(A) = \begin{cases} 10, & A \leq 250, \\ 25, & 250 < A \leq 1000, \\ 50, & 1000 < A \leq 2500, \\ 75, & 2500 < A \leq 3000, \\ 100, & A > 3000. \end{cases} \quad (3.4)$$

A Figura 3.10 ilustra a aplicação deste critério para vegetação florestal primária, onde áreas próximas (vermelho) receberam baixa aptidão.

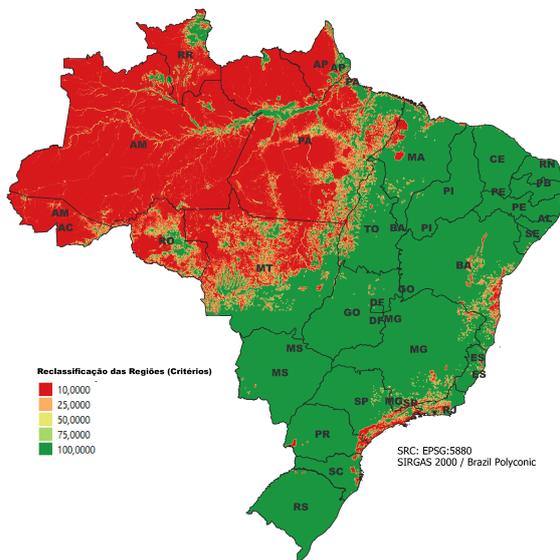


Figura 3.10 – Reclassificação de áreas próximas à vegetação primária.

3.2.4.2 Camada de Massas d'Água

O critério hídrico considerou tanto a proteção de áreas de preservação permanente (APPs) quanto a necessidade de acesso a recursos hídricos para produção de hidrogênio. A faixa de exclusão de 1.250 m (Tabela 3.2) foi reclassificada em intervalos de 500 m,

conforme:

$$f_{c2}(A) = \begin{cases} 10, & A \leq 500, \\ 25, & 500 < A \leq 750, \\ 50, & 750 < A \leq 1000, \\ 75, & 1000 < A \leq 1250, \\ 100, & A > 1250. \end{cases} \quad (3.5)$$

A Figura 3.11 ilustra a aplicação deste critério para os cursos d'água existentes no país, onde áreas próximas (vermelho) receberam baixa aptidão.

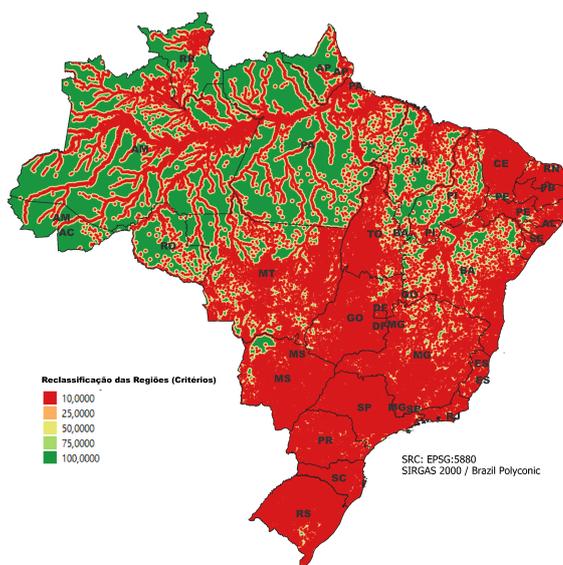


Figura 3.11 – Zonas de aptidão hídrica.

3.2.4.3 Áreas de Conservação e Protegidas

A restrição de 3.500 m para unidades de conservação integral baseou-se na Lei 9.985/2000, com reclassificação que penaliza progressivamente áreas próximas (Figura 3.12). A exclusão de áreas protegidas e territórios tradicionais, além de atender exigências legais, opera o princípio de reconhecimento da justiça energética (JENKINS, K. *et al.*, 2016), garantindo que projetos não repliquem violações históricas e as leis de conservação. A

equação de aptidão considera:

$$f_{c3}(A) = \begin{cases} 10, & A \leq 3000, \\ 25, & 3000 < A \leq 3100, \\ 50, & 3100 < A \leq 3200, \\ 75, & 3200 < A \leq 3500, \\ 100, & A > 3500. \end{cases} \quad (3.6)$$

A Figura 3.12 ilustra a aplicação deste critério para as unidades de conservação do Brasil, onde áreas próximas (vermelho) receberam baixa aptidão.

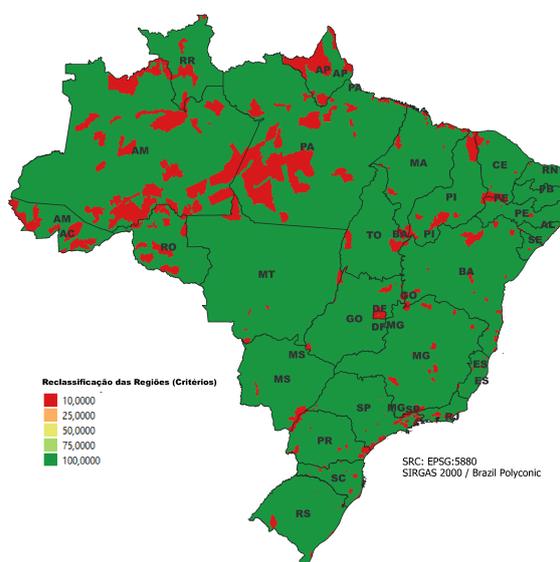


Figura 3.12 – Aptidão relativa a áreas protegidas.

3.2.5 Análise Multicritério Ponderada

A integração dos critérios utilizou o método analítico hierárquico (AHP) de Saaty (Saaty, 2005), com pesos atribuídos conforme hierarquia legal, sensibilidade ambiental e princípios de justiça espacial discutidos na fundamentação teórica (Seção 2.1). Esta abordagem, apresentada na equação 3.7, assegura que restrições socioambientais críticas - particularmente a proteção de territórios tradicionais e ecossistemas vulneráveis - recebam prioridade analítica compatível com seu significado ético e legal.

$$MCA = \left(\frac{\sum_{i=1}^n C_i W_i}{\sum_{i=1}^n W_i} \right) \times \prod_{j=1}^m R_j \times 100, \quad (3.7)$$

onde C_i representa o valor do critério i (0–100), W_i seu peso relativo (1–5), e R_j fatores binários de restrição absoluta ($R = 0$ para zonas intangíveis).

A Tabela 3.4 apresenta os pesos associados a cada camada de critérios, considerando as categorias em que se encaixam e as justificativas técnico-legal. hierarquia de pesos reflete compromisso com os princípios de justiça energética, particularmente no reconhecimento de direitos territoriais (categoria 5) e prevenção de impactos desproporcionais (categoria 4), conforme estabelecido no marco teórico. Para construção desta análise multicritério, fundamentada no QGIS por QGIS (2024a) e GIS (2025), foi utilizado a ferramenta *Raster Calculator* (QGIS, 2024b).

Categoria	Justificativa Técnico-Legal	Peso
Restrições Legais	Áreas com proteção integral por legislação federal (Lei 9.985/2000, Art. 4º)	5
Sensibilidade Ambiental	Zonas de alta fragilidade ecológica com necessidade de licenciamento especial (Res. CONAMA 420/2009)	4
Uso do Solo	Áreas antropizadas com menor sensibilidade, sujeitas a estudos de impacto local	1–3

Tabela 3.4 – Hierarquia de pesos para análise multicritério.

A conversão para potenciais energéticos considerou:

- **Solar:** Normalização pela irradiação anual média nacional ($DNI = 5.375 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$)
- **Eólico:** Fator de capacidade médio regional ajustado por altitude (45%–65%)
- **Híbrido:** Sinergia espacial entre os dois recursos

Assim, as equações 3.8, 3.9 e 3.10 foram utilizadas para construir os três mapas multicritérios.

$$P_{\text{solar}} = \frac{MCA \times DNI}{90,51}, \quad (3.8)$$

$$P_{\text{eólico}} = \frac{MCA \times (DPE/27,77)}{90,51}, \quad (3.9)$$

$$P_{\text{híbrido}} = \frac{P_{\text{solar}} \times P_{\text{eólico}}}{10}. \quad (3.10)$$

3.2.6 Recortes dos Mapas multicritério

A elaboração dos três mapas multicritério – fundamentados na modelagem matemática previamente apresentada – permitiu identificar regiões prioritárias para geração solar,

3.2. ANÁLISE ESPACIAL COM QGIS

eólica e híbrida em escala nacional. Para viabilizar a modelagem energética detalhada no Homer Pro, adotou-se estratégia de recorte estadual que concentra a análise em unidades territoriais coesas, considerando tanto a excelência técnica quanto a representatividade socioeconômica.

O processo inicia com a aplicação da ferramenta de recorte raster, utilizando como máscara espacial a camada de “Regiões Imediatas” do IBGE (IBGE, 2024b), que reflete divisões funcionais do território além dos limites político-administrativos. Como ilustrado na Figura 3.13 para Minas Gerais, esta abordagem revela padrões espaciais significativos: no caso solar, destaca-se o cluster norte-mineiro (Montes Claros-Pirapora-Janaúba), região que combina alta irradiação com histórico de implantação de empreendimentos renováveis. A seleção estratégica desses clusters não apenas otimiza a análise computacional, mas também favorece a investigação de sinergias entre novos projetos de hidrogênio e infraestruturas energéticas preexistentes, aspecto crítico para transições justas discutido na fundamentação teórica.

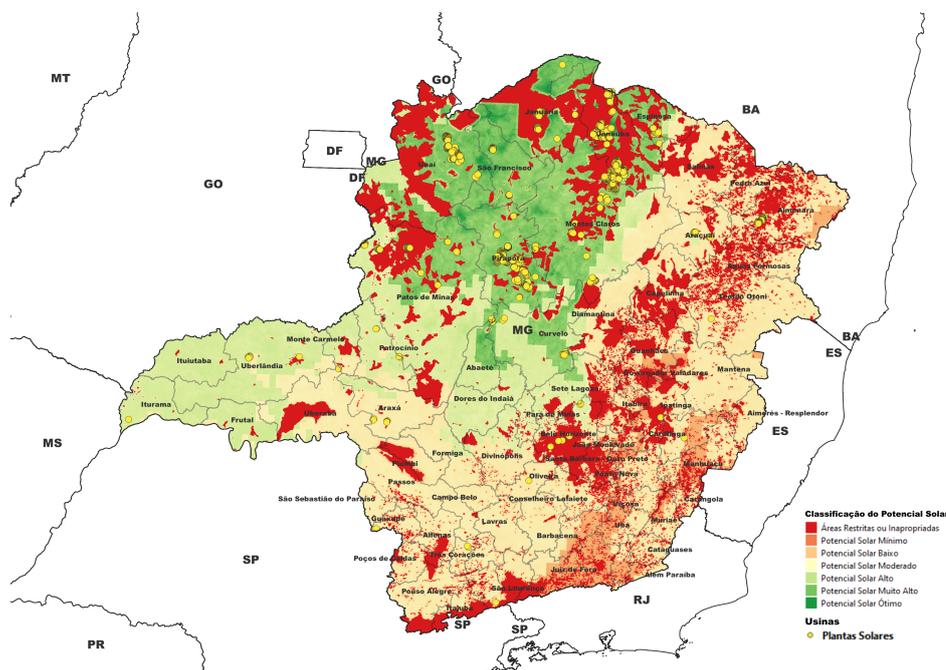


Figura 3.13 – Delimitação funcional do potencial solar mineiro mediante recorte por regiões imediatas.

3.2.7 Avaliação de Usinas Existentes

A integração da camada de usinas operacionais – detalhada na Figura 3.14 – constitui etapa crucial para evitar redundâncias e otimizar o uso territorial. Ao sobrepor esta

camada aos mapas recortados, como exemplificado para Minas Gerais na Figura 3.15, identifica-se precisamente áreas de alto potencial ainda não ocupadas por infraestrutura energética.

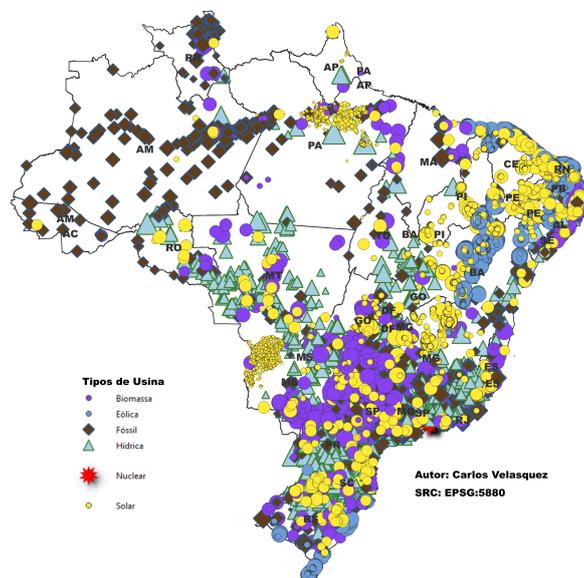


Figura 3.14 – Distribuição nacional de usinas renováveis operacionais.

A concentração observada no norte mineiro (Unaí-Montes Claros-Janaúba) reflete padrões históricos de desenvolvimento que, embora tecnicamente eficientes, demandam avaliação crítica sobre distribuição espacial de benefícios – tema abordado na análise de justiça energética do Capítulo anterior. Esta camada atua como filtro espacial dinâmico, assegurando que novos projetos ampliem a fronteira renovável sem saturar regiões já consolidadas, promovendo assim descentralização produtiva alinhada aos objetivos de transição justa.

3.2.8 Seleção de Áreas para Projetos de Hidrogênio Verde

A seleção final de áreas prioritárias para implantação de projetos de hidrogênio verde segue uma metodologia trifásica integrada, que combina critérios técnicos rigorosos com salvaguardas socioambientais. Inicialmente, na etapa de identificação de potenciais, regiões classificadas como “Muito Alto” ou “Ótimo” nos mapas multicritério são pré-selecionadas, com ênfase especial em clusters que apresentem complementaridade energética e proximidade estratégica a corredores de transmissão existentes. Esta abordagem não apenas maximiza o aproveitamento de sinergias infraestruturais, mas também reduz custos de conexão e perdas energéticas.

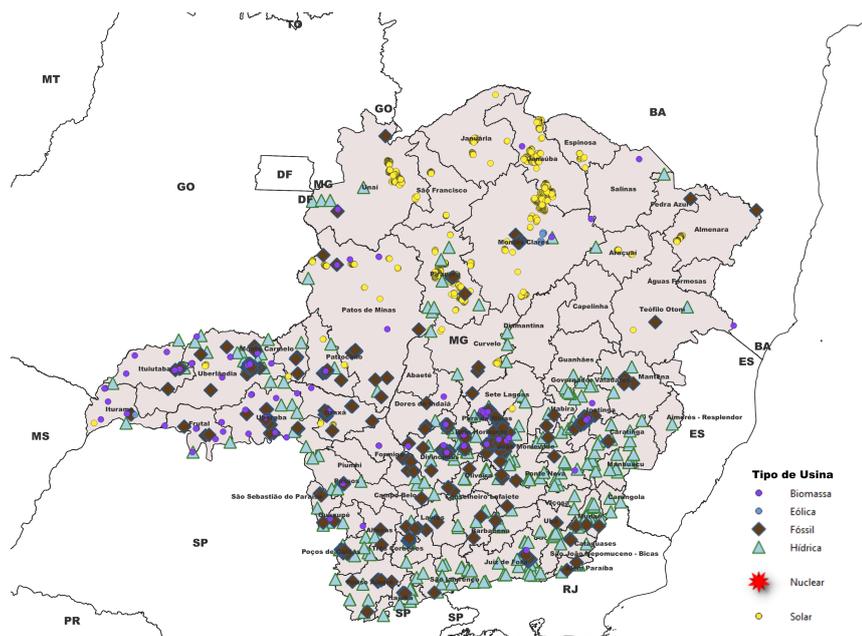


Figura 3.15 – Sobreposição crítica: potencial solar versus usinas existentes em Minas Gerais.

Posteriormente, na fase de exclusão de áreas restritas, aplica-se sistematicamente operações de álgebra de mapas conforme definido pela Equação 3.11, eliminando três categorias críticas de zonas sensíveis: áreas com usinas existentes (aplicando raio de exclusão de 30% para evitar saturação territorial); reservas legais e Áreas de Preservação Permanente (respeitando a reserva de 20% conforme exigência normativa); e territórios tradicionalmente ocupados identificados no mapeamento geoespacial. Esta etapa opera como mecanismo concreto de materialização dos compromissos com justiça ambiental discutidos no marco teórico, assegurando que a expansão energética não reproduza padrões históricos de marginalização.

$$A_{disponvel} = P_{total} - \sum U_i - f_{reserva}, \quad (3.11)$$

Concluindo o processo, a seleção municipal estratégica emprega triagem tridimensional para hierarquizar localidades: priorizando municípios com área contígua superior a 200 km² para viabilidade de escala; avaliando a proximidade a centros consumidores para minimização de custos logísticos; e considerando a classificação do potencial energético como fator decisivo. Como ilustrado na Tabela 3.5 para o caso de Minas Gerais, municípios como Januária e São Francisco emergem como locais privilegiados não apenas por seus méritos técnicos excepcionais, mas também por localizarem-se em regiões com indicadores socioeconômicos em desenvolvimento (com o IDHM retirado de Instituto de Pesquisa

Econômica Aplicada (IPEA) (2025)), potencializando assim impactos transformadores em comunidades que mais se beneficiam de novos investimentos sustentáveis.

Município	Área Disponível (km^2)	IDHM (2022)	Potencial Solar
Montes Claros	1.843	0.770	Muito Alto
Januária	2.397	0.658	Muito Alto
São Francisco	3.048	0.638	Ótimo

Tabela 3.5 – Hierarquização municipal considerando viabilidade técnica e indicadores sociais. Elaborado pelo autor.

3.2.9 Avaliação do Potencial Técnico

A etapa conclusiva da análise geoespacial quantifica o potencial técnico de produção de hidrogênio verde nos municípios selecionados, mediante aplicação sequencial de duas equações fundamentais. Inicialmente, calcula-se a capacidade instalável (Equação 3.12), que relaciona a área disponível com a densidade de potência dos equipamentos, convertendo a aptidão territorial em potencial energético mensurável.

$$C_{inst} = \frac{\text{Área disponível} \times 10^6 \times P_{disp}}{A_{disp}}, \quad (3.12)$$

Posteriormente, a Equação 3.13 transforma essa capacidade em produção anual de hidrogênio, incorporando parâmetros operacionais críticos como fator de capacidade e eficiência sistêmica.

$$H_2 = \frac{C_{inst} \times FC \times 8760 \times \eta_{sis}}{SEC}, \quad (3.13)$$

onde:

- η_{sis} : Eficiência total do sistema;
- P_{disp} : Potência do equipamento (turbina ou painel solar, em kW);
- A_{disp} : Área ocupada pelo equipamento (m^2);
- C_{inst} : Potencial de Capacidade Instalada (kW);
- FC : Fator de capacidade;
- SEC : Consumo específico de energia.

Os cálculos consideram uma eficiência global do sistema eletrolítico de 50% e consumo específico de energia de 50 kWh por quilograma de hidrogênio produzido, valores consolidados na literatura técnica atual. Conforme sumarizado na Tabela 3.6, os parâmetros

3.2. ANÁLISE ESPACIAL COM QGIS

operacionais diferem significativamente entre fontes solar e eólica: projetos fotovoltaicos adotam painéis de 0.31 kW com fator de capacidade de 16.2%, enquanto parques eólicos utilizam turbinas de 1.5 MW e fator de capacidade de 26.7%. Esta abordagem metódica permite transitar da avaliação espacial qualitativa para métricas quantitativas de produção, criando a ponte analítica necessária para a modelagem econômica subsequente no software Homer Pro.

Parâmetro	Solar	Eólico
Fator de capacidade (%)	16,2	26,7
Potência unitária (kW)	0,31	1.500
Eficiência do eletrolisador (%)	50	50

Tabela 3.6 – Parâmetros operacionais diferenciados por fonte renovável.

3.2.10 Exemplo Aplicativo: São Francisco/MG

Para demonstrar a aplicação concreta da metodologia integrada, apresenta-se o caso do município de São Francisco em Minas Gerais, região que emergiu como prioritária na análise multicritério. Conforme detalhado na Tabela 3.7, a área disponível de 3.048 km² - identificada mediante exclusão de zonas restritas e sobreposição com mapas de aptidão - permite capacidade instalada teórica de 572.6 GW, valor calculado pela Equação 3.12. Esta infraestrutura potencial traduzir-se-ia em produção anual de 8.1 milhões de toneladas de hidrogênio verde (Equação 3.13), volume comparável a 15% da demanda global atual de hidrogênio.

Parâmetro	Valor	Unidade	Fonte
Área disponível	3.048	km ²	Modelo multicritério
Capacidade instalada	572,6	GW	Eq. 3.12
Produção anual de H ₂	8,1	Mt	Eq. 3.13

Tabela 3.7 – Projeções técnicas para São Francisco/MG.

A Figura 3.16 visualiza espacialmente esta oportunidade, destacando em tons verdes as áreas contíguas que combinam excelência técnica com conformidade socioambiental. Este exemplo não apenas contribui para validar a cadeia metodológica desenvolvida, mas também ilustra o potencial transformador do hidrogênio verde quando ancorado em seleção territorial rigorosa, servindo como protótipo para replicação em outros contextos regionais na fase subsequente de modelagem energética.

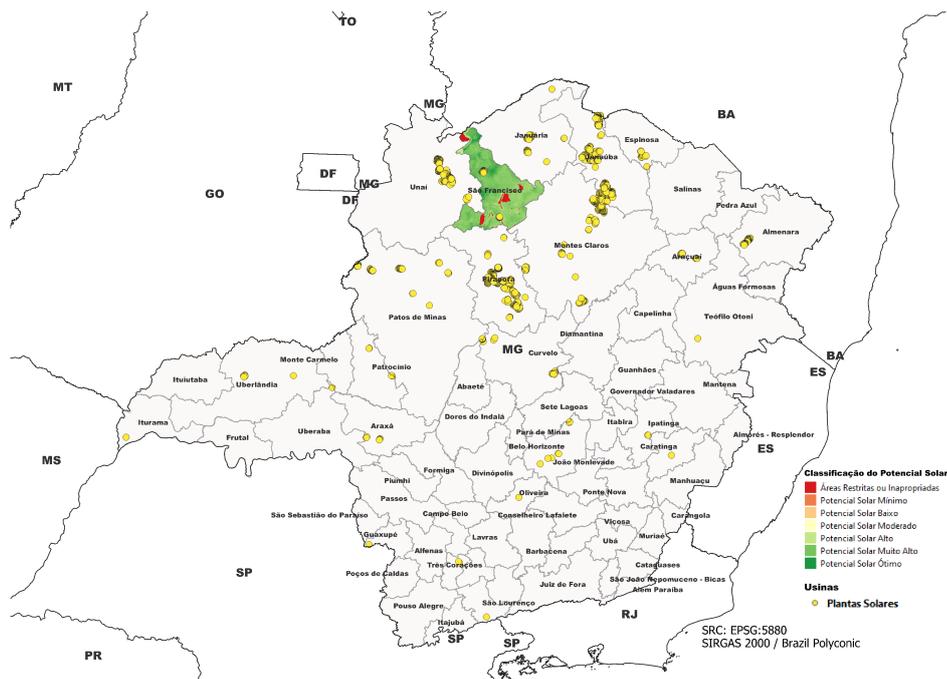


Figura 3.16 – Áreas prioritárias para hidrogênio verde em São Francisco/MG.

Apesar do potencial técnico apresentado pelo município, projetos de hidrogênio verde em larga escala demandam salvaguardas contra o neocolonialismo energético (Hamouchene, 2023; HAMOUCHENE; SANDWELL, 2023), como repartição de benefícios e consulta prévia às comunidades ribeirinhas afetadas.

3.3 Modelagem e Otimização com HOMER Pro

Esta seção detalha a metodologia para modelagem e otimização de sistemas híbridos de produção de hidrogênio verde utilizando o software HOMER Pro, ferramenta reconhecida internacionalmente por sua capacidade de simular integrações energéticas complexas com rigor técnico-econômico (Energy, 2024d,c,b). A abordagem adotada opera em duas dimensões complementares: configuração técnica dos sistemas energéticos e parametrização econômica setorial, articulando assim as variáveis espaciais pré-definidas com dinâmicas operacionais específicas para cada aplicação do hidrogênio verde.

3.3.1 Configuração Técnica e Fluxo Operacional

A modelagem inicia com a configuração sistêmica no ambiente *Schematic* do HOMER Pro, que estrutura os fluxos energéticos desde a geração renovável até a produção de

3.3. MODELAGEM E OTIMIZAÇÃO COM HOMER PRO

hidrogênio. Conforme ilustrado na Figura 3.17, a interface organiza-se em quatro módulos funcionais inter-relacionados.

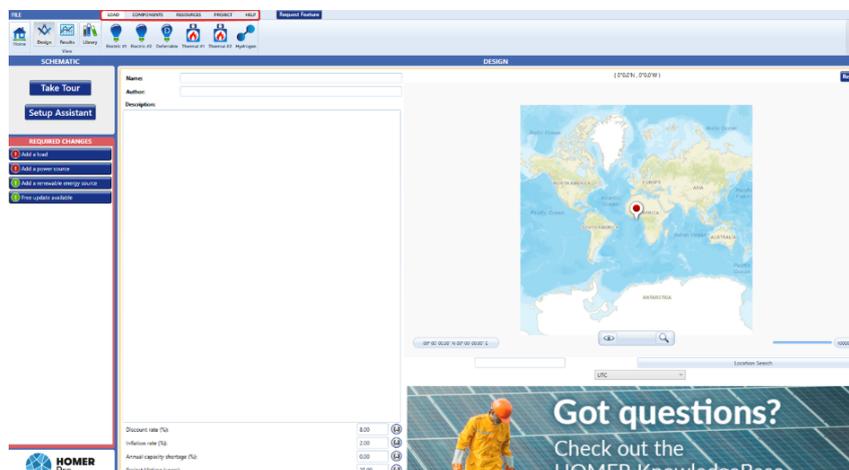


Figura 3.17 – Arquitetura inicial do HOMER Pro para simulação de sistemas híbridos.

O módulo *Load* (Figura 3.18) define perfis de demanda energética setorial, incorporando particularidades críticas como intermitência industrial, sazonalidade agrícola e picos logísticos no transporte - variáveis que impactam diretamente no dimensionamento ótimo dos sistemas. Complementarmente, o módulo *Components* (Figura 3.19) parametriza equipamentos específicos, incluindo eletrolisadores alcalinos e PEM, turbinas eólicas, e sistemas fotovoltaicos, configurando assim o núcleo tecnológico dos projetos.

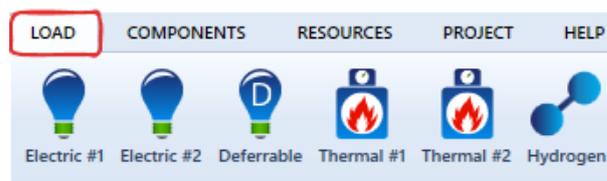


Figura 3.18 – Aba *Load* no HOMER Pro.



Figura 3.19 – Aba *Components* no HOMER Pro.

A integração com dados geoespaciais pré-processados ocorre através do módulo *Resources* (Figura 3.20), onde inserem-se séries temporais de irradiação solar e velocidade do vento calibradas para as coordenadas dos municípios selecionados na etapa anterior.

3.3. MODELAGEM E OTIMIZAÇÃO COM HOMER PRO



Figura 3.20 – Aba *Resources* no HOMER Pro.

Finalmente, o módulo *Project* (Figura 3.21) consolida parâmetros operacionais globais, incluindo horizonte temporal e restrições de capacidade, enquanto a seção econômica inferior (Figura 3.22) estabelece as premissas financeiras que fundamentarão a análise de viabilidade. Esta estrutura modular permite replicar fielmente as condições técnicas identificadas na análise espacial, criando ambiente virtual para teste de configurações alternativas antes da implementação física.



Figura 3.21 – Aba *Project* no HOMER Pro.

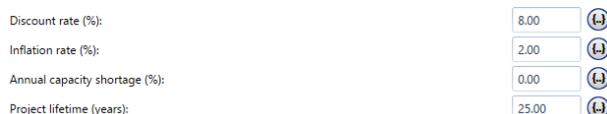


Figura 3.22 – Variáveis econômicas do projeto no HOMER Pro.

3.3.2 Parametrização Econômica Setorial com Integração de Justiça Energética

A modelagem econômica incorpora diferenciais setoriais críticos através de cinco parâmetros estratégicos interligados: taxa nominal de juros, taxa real efetiva (*Discount rate*), inflação projetada (*Inflation rate*, modelado a partir das metas do Banco Central (Brasil, B. C. do, 2024)), margem de segurança operacional (*Annual Capacity Shortage*, variável conceitual definida por Energy (2024a) e modelada a partir do estudo de Alghoul *et al.* (2017)), e horizonte temporal (*Project Lifetime*), complementados por critérios de justiça energética que influenciarão a análise de viabilidade nos resultados. A estrutura central mantém-se com o cálculo da taxa real efetiva conforme a Equação 3.14:

$$r_{\text{real}} = (1 + r_{\text{nominal}}) \times (1 + \tau_{\text{BNDES}}) - 1 \quad (3.14)$$

onde $\tau_{\text{BNDES}} = 1.1\%$ representa o incentivo fiscal via linha Finem e Fundo Clima - Meio Ambiente (BNDES, 2025; Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

3.3. MODELAGEM E OTIMIZAÇÃO COM HOMER PRO

(BNDES), 2025), aplicável igualmente a todos os setores. Contudo, a análise final incorporará uma dimensão qualitativa adicional, avaliando projetos através de uma matriz de justiça energética baseada nos princípios estabelecidos na Seção 2.4.2.

Parâmetro	Industrial	Agropecuário	Transportes
Taxa Nominal (% a.a.)	8.00	10.00	12.00
Taxa Real Efetiva (% a.a.)	9.19	11.21	13.23
Inflação Projetada (% a.a.)	4.00	4.00	4.00
Máximo Déficit de Capacidade (%)	3.00	4.00	5.00
Vida Útil do Projeto (anos)	25	25	25

Tabela 3.8 – Parâmetros econômicos setoriais para análise de viabilidade.

Esta estrutura diferencia-se radicalmente entre setores, refletindo seus perfis de risco e padrões operacionais distintos, enquanto incorpora salvaguardas socioambientais. As taxas de desconto mais favoráveis para o setor industrial refletem a influência de atores hegemônicos na política energética (GOMIDE; PIRES, 2014), mas são condicionadas a mecanismos redistributivos para mitigar assimetrias. Assim, para o setor industrial, a taxa de 9,19% a.a. aplica-se a projetos que incluam programas de capacitação de mão-de-obra local para trabalhadores de regiões siderúrgicas, estabeleçam parcerias com comunidades impactadas pela siderurgia tradicional e implementem mecanismos de compensação por externalidades históricas, mitigando assim riscos de “sobreposição energética” conforme discutido por Cataia e Duarte (2022).

No setor agropecuário, a taxa de 11,21% a.a. pode ser aplicada, por exemplo, em conjunto com compromissos de implementação do modelo de “pluralização produtiva” defendido por MIELLY *et al.* (2024), particularmente através de cotas mínimas de 30% para agricultura familiar, desenvolvimento de micro-usinas comunitárias e estabelecimento de preço social para fertilizantes verdes, materializados por fundos de equalização territorial.

Para o setor de transportes, a taxa de 13,23% a.a. pode ser inserida com indicadores de acessibilidade, incluindo a alocação de frotas coletivas acessíveis, instalação prioritária de postos em áreas periféricas e programas de conversão veicular para populações de baixa renda, garantindo assim atendimento a comunidades em vulnerabilidade energética.

Esta abordagem multidimensional permitirá ao HOMER Pro executar simulações que, posteriormente, serão avaliadas através da justiça energética na transição, considerando:

- Geração de empregos locais qualificados
- Redução de disparidades regionais
- Acesso a benefícios por comunidades vulneráveis
- Respeito a territórios tradicionais

3.3.3 Modelagem dos Parâmetros Técnicos dos Projetos

Nesta etapa, definem-se os recursos solares, eólicos e térmicos a partir de dados históricos importados via NASA-POWER, incluindo séries de irradiação (GHI), perfis de velocidade do vento e dados de temperatura ambiente. Esses insumos fornecem a base para simular o comportamento real do sistema ao longo do ano.

3.3.3.1 Configuração Inicial e Geolocalização

A fase inicial de modelagem integra dados geoespaciais através do módulo cartográfico do HOMER Pro (Figura 3.23), estabelecendo bases críticas para análises subsequentes. A interface georreferenciada permite importar séries históricas da NASA-POWER abrangendo três décadas de dados climáticos: irradiação solar (1983-2005), perfis eólicos (1984-2013) e registros térmicos correspondentes. Esta triangulação temporal garante representatividade estatística para simulações em diferentes cenários operacionais.

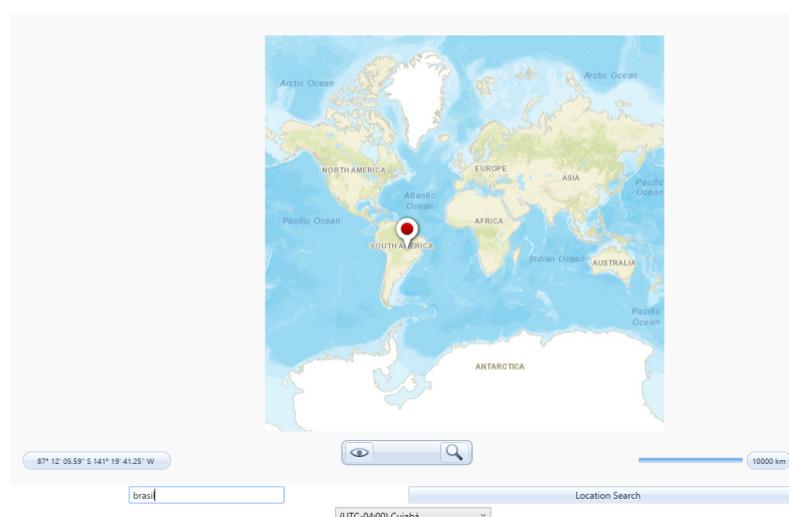


Figura 3.23 – Interface de georreferenciamento com integração de dados climáticos históricos.

3.3. MODELAGEM E OTIMIZAÇÃO COM HOMER PRO

3.3.3.2 Recurso Solar: Irradiação Global Horizontal (GHI)

A parametrização solar utiliza dados de Irradiação Global Horizontal (GHI) processados conforme Figura 3.24, contemplando valores médios mensais (kWh/m^2), índices de claridade atmosférica (0-1) e variações sazonais. A seleção por GHI em detrimento de DNI (Irradiação Direta Normal) fundamenta-se na limitação encontrada na ferramenta de simulação, que possui apenas estas bases de dados para ser utilizadas.



Figura 3.24 – Processamento de dados solares: (A) Valores mensais, (B) Índice de claridade.

3.3.3.3 Recurso Eólico: Velocidade e Perfil do Vento

A modelagem eólica incorpora perfis de velocidade média mensal de acordo com a altitude, complementados por análises de distribuição de Weibull para caracterização estatística do recurso. O ajuste altimétrico segue rigorosamente a Lei de Potência:

$$\frac{v}{v_0} = \left(\frac{h}{h_0} \right)^\alpha \quad (3.15)$$

com coeficiente de rugosidade $\alpha = 0.35$, valor calibrado para terrenos semi-complexos mediante estudos de United States. Department of Energy (s.d.). A Figura 3.25 detalha o processamento dos dados brutos, incluindo correções por efeitos de turbulência e sombreamento.

3.3.3.4 Dados Térmicos: Temperatura Ambiente

A influência térmica no desempenho do sistema opera em três dimensões críticas: redução da eficiência fotovoltaica ($-0.5\%/^{\circ}\text{C}$), alteração da densidade do ar ($\rho \propto 1/T$)

3.3. MODELAGEM E OTIMIZAÇÃO COM HOMER PRO



Figura 3.25 – Perfil eólico com ajuste altimétrico via Lei de Potência.

impactando turbinas eólicas, e modulação da demanda energética em eletrolisadores. A Figura 3.26 apresenta os perfis térmicos médios mensais utilizados, essenciais para simular interações sazonais e extremos operacionais.



Figura 3.26 – Perfil térmico médio mensal com extremos históricos registrados.

3.3.4 Modelagem dos Equipamentos para Sistemas H₂ Verde

Esta seção apresenta a modelagem dos equipamentos utilizados nos sistemas híbridos para produção de hidrogênio verde.

3.3. MODELAGEM E OTIMIZAÇÃO COM HOMER PRO

3.3.4.1 Turbina Eólica de 1.5 MW

A curva de potência analítica (Equação 3.16) define três regimes operacionais: corte inferior (3 m/s), nominal (11 m/s) e desligamento de segurança (25 m/s). A modelagem da turbina foi baseada nos trabalhos de Nabrawind (2024), NREL (2019), Windustry (2024) e Vestas (2024)

$$P(v) = \begin{cases} 0, & v < 3 \text{ m/s} \\ P_{\text{nom}} \times \left(\frac{v-3}{8}\right)^3, & 3 \leq v < 11 \text{ m/s} \\ P_{\text{nom}}, & 11 \leq v \leq 25 \text{ m/s} \\ 0, & v > 25 \text{ m/s} \end{cases} \quad (3.16)$$

Conforme a Figura 3.27, dados experimentais de túnel de vento validam o modelo teórico com alta precisão.

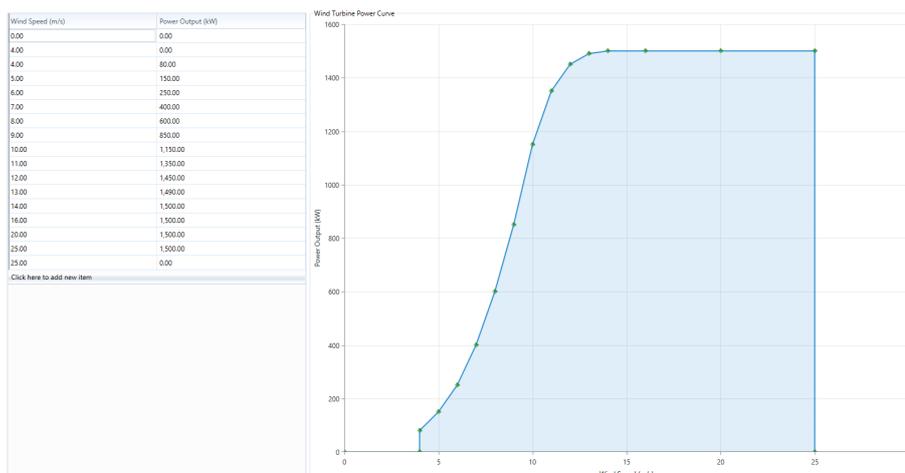


Figura 3.27 – Validação experimental da curva de potência teórica.

As perdas sistêmicas, detalhadas na Tabela 3.9, conforme apresentado nos estudos de VAMK University of Applied Sciences (2024) e Lee e Fields (2020), totalizam 30% considerando fatores como turbulência (8%) e disponibilidade operacional (5%).

Fonte de Perda	Percentual	Base Técnica
Eficiência do gerador	12%	Perdas Joule (NBR 17094-1)
Turbulência	8%	Efeito de esteira entre turbinas
Sombreamento	5%	Interferência de obstáculos
Disponibilidade	5%	Manutenções programadas

Tabela 3.9 – Decomposição detalhada das perdas eólicas.

3.3. MODELAGEM E OTIMIZAÇÃO COM HOMER PRO

A Tabela 3.10 sintetiza parâmetros técnicos modelados para a turbina a ser utilizada nos projetos, destacando a altura de torre de 160 m otimizada para condições brasileiras.

Parâmetro	Valor	Justificativa Técnica
Potência Nominal	1.5 MW	Classe III de vento (IEC 61400-1)
Altura da Torre	160 m	Camada limite atmosférica local
Custo de Capital	\$2.025M	Fundações especiais
Vida Útil	25 anos	Ciclo tecnológico setorial

Tabela 3.10 – Especificações técnicas da turbina eólica.

A Figura 3.28 apresenta a turbina modelada inserida no software Homer Pro.

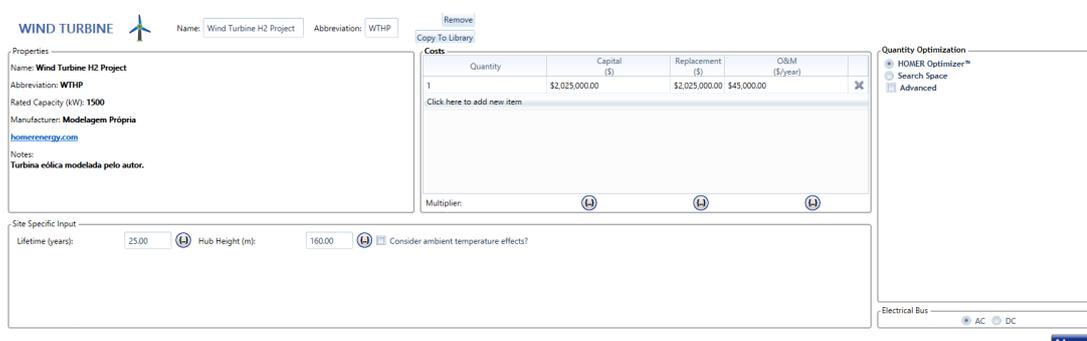


Figura 3.28 – Interface de configuração da turbina eólica no HOMER Pro.

3.3.4.2 Sistema de Conversão CA/CC

O sistema de conversão opera com eficiência global de 90% (Equação 3.17), combinando retificador (95% eficiência, IEC 61683) e inversor (95% eficiência, IEEE 519-2014 (IEEE, 2014)). O sobredimensionamento de 133% compensa perdas por desequilíbrio de fases em redes instáveis, enquanto proteções contra distorção harmônica (THD < 3%) garantem qualidade energética. A Figura 3.29 detalha a interface de configuração no software.

$$\eta_{\text{conv}} = \eta_{\text{ret}} \times \eta_{\text{inv}} = 0.95 \times 0.95 = 0.90 \quad (3.17)$$

3.3.4.3 Painel Fotovoltaico LONGi 310W

A seleção do módulo fotovoltaico considerou coeficiente térmico de $-0.38\%/^{\circ}\text{C}$ e degradação anual de 0.5%. A temperatura da célula é modelada conforme:

$$T_{\text{cell}} = T_{\text{amb}} + \frac{\text{NOCT} - 20}{0.8} \times G \quad (3.18)$$

3.3. MODELAGEM E OTIMIZAÇÃO COM HOMER PRO

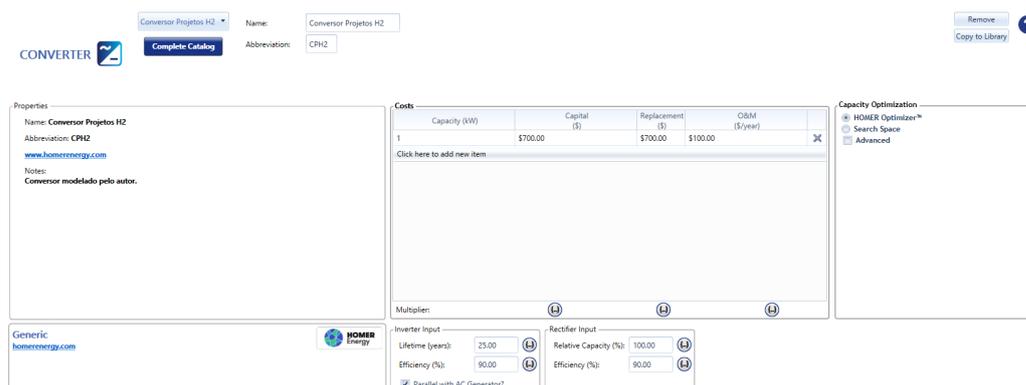


Figura 3.29 – Configuração do conversor CA/CC no HOMER Pro.

com NOCT de $45^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$. A Figura 3.30 apresenta a configuração final no software. Os custos do painel foram baseados nos valores de mercado (Solar, L., 2024; Solar, B. O., 2024; USA, 2024).

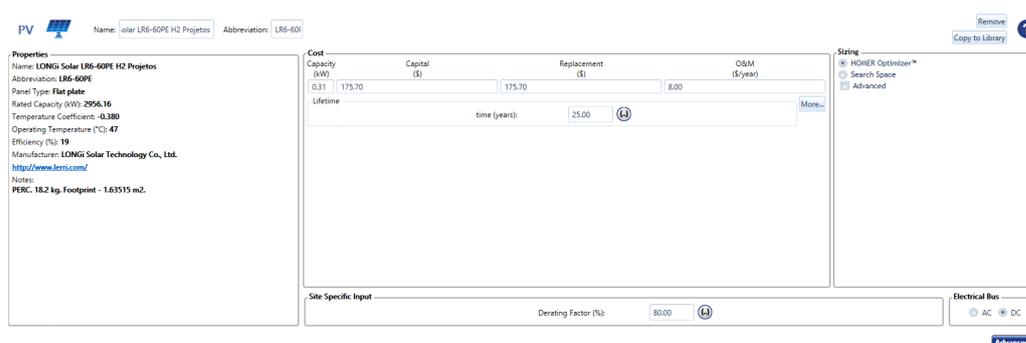


Figura 3.30 – Parametrização do painel fotovoltaico no HOMER Pro.

3.3.4.4 Tanque de Armazenamento de H₂

O tanque compósito Tipo IV opera a 700 bar com projeto certificado pela ASME Section X, suportando 15.000 ciclos completos. O sistema de monitoramento integra sensores redundantes SIL-2 e válvulas termomecânicas, conforme ilustrado na Figura 3.31. O material carbono-epóxi com liner termoplástico assegura resistência à fragilização por hidrogênio em condições tropicais.

3.3.4.5 Eletrolisador PEM

A eficiência do eletrolisador varia não-linearmente com a temperatura (Equação 3.19), atingindo pico de 72% a 65°C . A degradação anual de 2% considera operação contínua a 1 A/cm^2 , validada por testes acelerados. Os custos foram definidos conforme valores

3.3. MODELAGEM E OTIMIZAÇÃO COM HOMER PRO

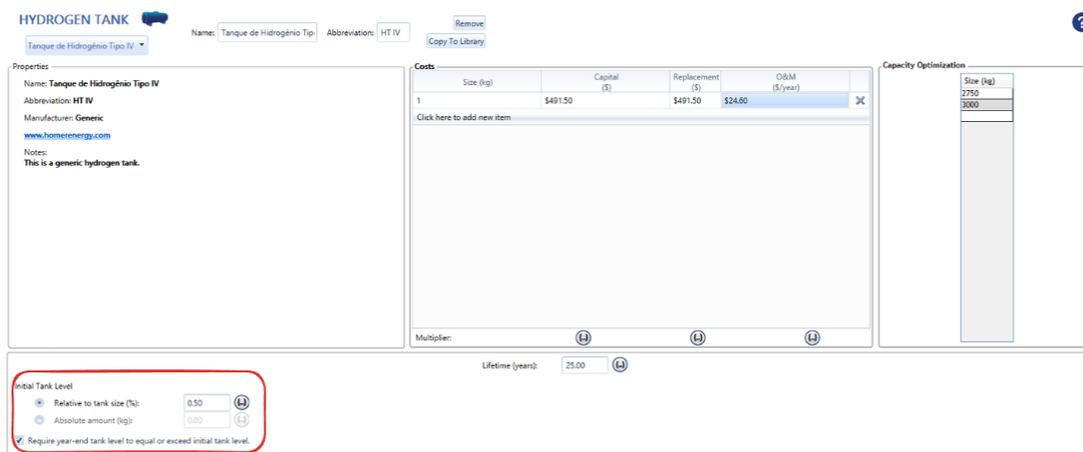


Figura 3.31 – Configuração do tanque de armazenamento de hidrogênio.

encontrados na literatura, como no estudo de U.S. Department of Energy (2024), Sin *et al.* (2024) e Arunachalam e Han (2024).

$$\eta_{\text{PEM}}(T) = 0.68 + 0.0025 \times (T - 25) \quad (3.19)$$

A Figura 3.32 detalha a interface de configuração com sistemas de controle térmico integrados.

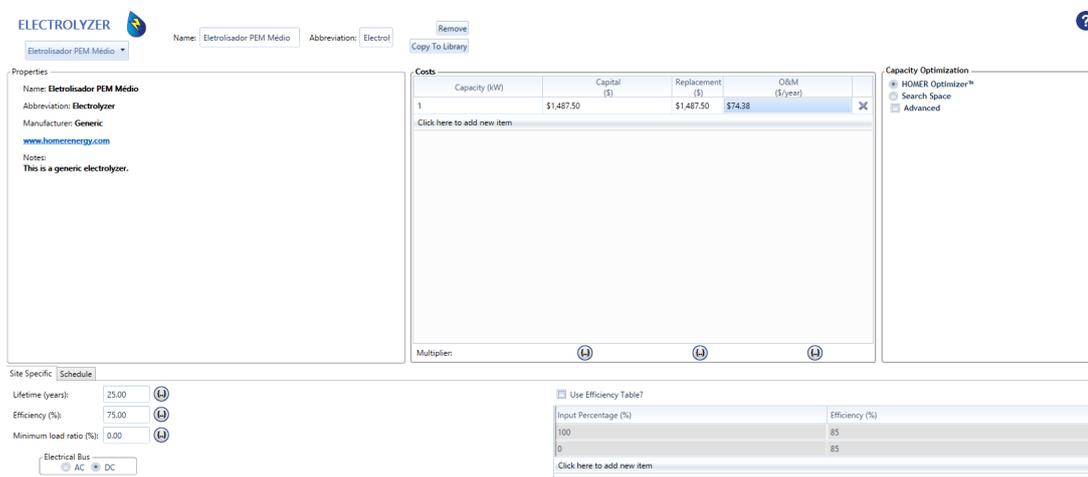


Figura 3.32 – Modelagem do eletrolisador PEM com parâmetros dinâmicos.

3.3.5 Modelagem do Perfil de Carga dos Projetos

A modelagem do perfil de carga foi realizada a partir dos perfis padrão do HOMER Pro, ajustados para cada setor, considerando variabilidade aleatória de 15% e penalidade de US\$0,5/kg de carga não atendida.

3.3. MODELAGEM E OTIMIZAÇÃO COM HOMER PRO

3.3.5.1 Configurações Comuns

Todos os perfis incluem flutuação horária de 15%, variabilidade aleatória diária de 10% e penalidade por não atendimento fixa em US\$0,5/kg.

3.3.5.2 Setor Industrial

O perfil industrial é contínuo ao longo do dia e do ano, refletindo demanda ininterrupta (Figura 3.33).

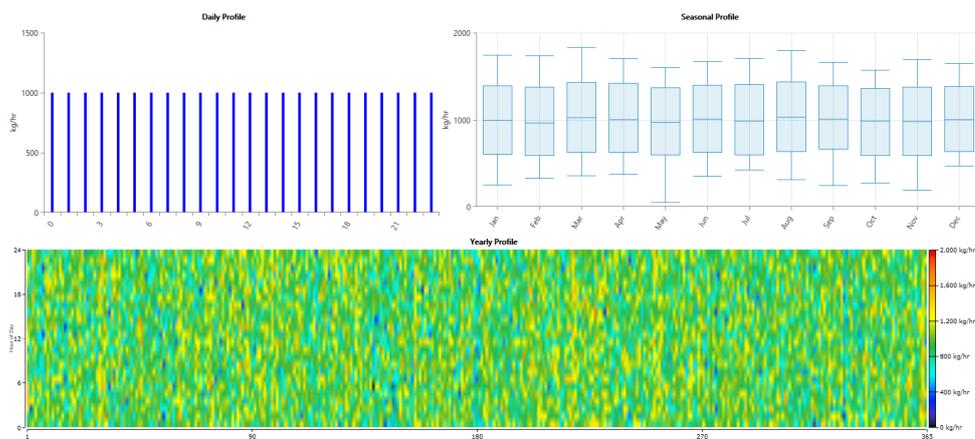


Figura 3.33 – Perfil de carga industrial no HOMER Pro.

3.3.5.3 Setor Agropecuário

O perfil agropecuário apresenta crescimento gradual durante o dia e queda noturna, similar ao perfil comunitário padrão (Figura 3.34).

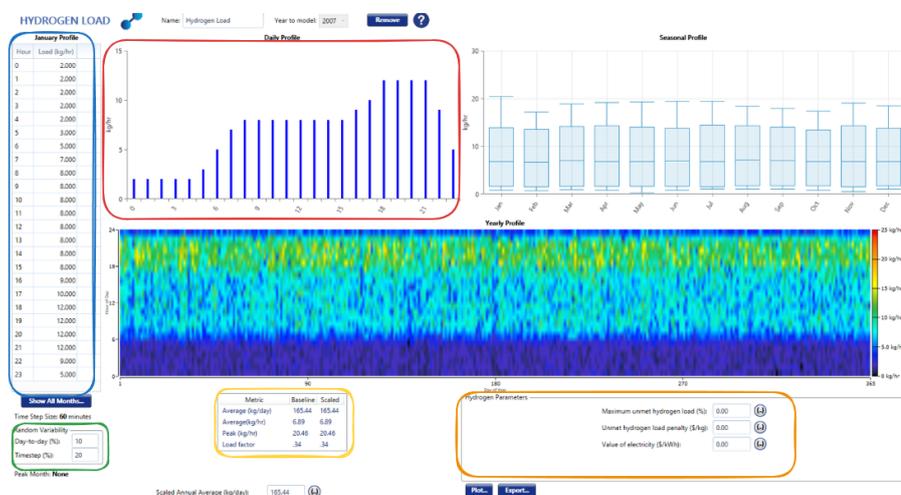


Figura 3.34 – Interface de modelagem de carga no HOMER Pro. Elementos: Perfil diário, Sazonalidade anual, Dados horários, Parâmetros de penalidade.

3.3.5.4 Setor de Transportes

No setor de transportes, observa-se picos vespertinos (14h–17h) para abastecimento de frotas, mantendo demanda constante em terminais (Figura 3.35).

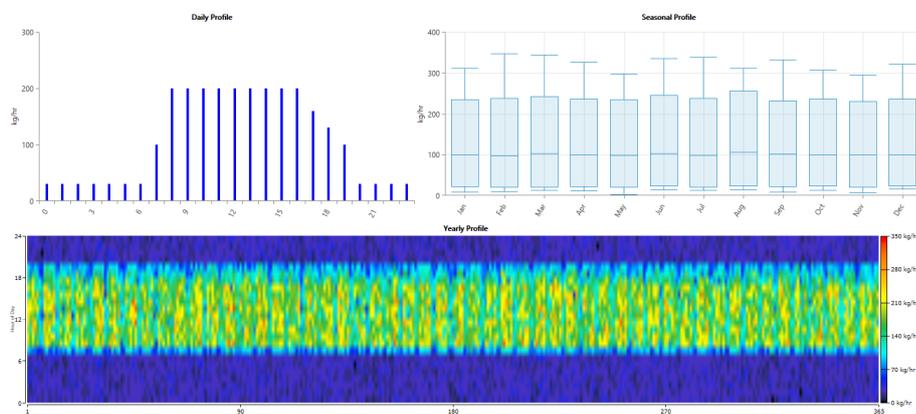


Figura 3.35 – Perfil de carga comercial no HOMER Pro.

3.3.6 Discussão Crítica de Parâmetros Econômicos e Limitações Computacionais

A utilização do HOMER Pro, embora consolidada para simulações de sistemas híbridos, apresenta limitações estruturais que demandam contextualização crítica. A acurácia dos resultados depende fundamentalmente da qualidade dos dados de entrada, com especial sensibilidade aos parâmetros climáticos e econômicos. Esta dependência gera vulnerabilidades analíticas em três dimensões: (i) propagação de incertezas nas projeções de irradiação solar, (ii) volatilidade intrínseca aos custos de capital tecnológico, e (iii) instabilidade dos indicadores macroeconômicos subjacentes aos cálculos de viabilidade. Tais limitações foram mitigadas mediante protocolos rigorosos de validação cruzada com dados secundários de mercado e calibração contra modelos climáticos regionais, assegurando consistência nos resultados financeiros projetados.

3.3.7 Otimização Integrada e Análise de Sensibilidade

O processo de otimização no HOMER Pro opera através de algoritmos iterativos que integram variáveis técnicas e econômicas em três estágios sequenciais: primeiro, avalia combinações tecnológicas mediante restrições de capacidade; segundo, calcula custos nivelados de hidrogênio (LCOH) para cada configuração; terceiro, aplica filtros de viabilidade financeira baseados nos parâmetros setoriais da Tabela 3.8. Esta arquitetura computa-

cional gera matrizes comparativas multidimensionais que permitem identificar trade-offs ótimos entre custos, emissões e resiliência operacional.

3.4 Cálculo do Consumo Hídrico nos Projetos

A produção de hidrogênio verde por eletrólise da água requer volumes significativos de água doce, cuja magnitude depende da tecnologia empregada. Estudos recentes indicam que o consumo hídrico varia conforme a tecnologia de eletrólise utilizada. Por exemplo, a eletrólise por membrana de troca de prótons (PEM) consome em média 17,5 litros de água por quilograma de hidrogênio produzido, enquanto a eletrólise alcalina consome cerca de 22,3 L/kg, conforme encontrado na literatura nos trabalhos de Martínez de León *et al.* (2025) e N. S. Hassan *et al.* (2024). Outros estudos apontam que o consumo pode ser ainda menor, na faixa de 10 a 15 L/kg, como os trabalhos de Wenzel *et al.* (2025) e Ellersdorfer *et al.* (2025), dependendo da eficiência do sistema. Considerando essas variações e visando uma abordagem conservadora que incorpore margens de segurança hídrica - aspecto crítico para justiça energética em regiões semiáridas -, adota-se o valor:

$$\alpha = 30 \text{ L kg}^{-1},$$

representativo de tecnologias de eletrólise alcalina tradicionais.

Com base nesse fator, o volume anual de água necessário para a produção de hidrogênio, Q_{H_2O} (em litros/ano), é calculado pela equação:

$$Q_{H_2O} = \alpha \times P_{H_2} \quad (3.20)$$

onde P_{H_2} representa a produção anual de hidrogênio em quilogramas por ano.

Para estimar o custo associado à dessalinização da água requerida, considera-se o preço unitário por metro cúbico de água tratada, c_{dess} (US\$/m³). Assim, o custo anual de dessalinização, C_{dess} (US\$/ano), é determinado por:

$$C_{dess} = c_{dess} \times \frac{Q_{H_2O}}{1000} \quad (3.21)$$

O custo da água dessalinizada varia significativamente conforme a tecnologia utilizada, a capacidade da planta e as condições locais. Estudos, como os trabalhos de Politano *et al.* (2024), Quon e Jiang (2023) e Abdelsalam *et al.* (2025) indicam que o custo pode variar

3.4. CÁLCULO DO CONSUMO HÍDRICO NOS PROJETOS

de US\$ 0,50 a US\$ 3,50 por metro cúbico para plantas de osmose reversa de grande escala, podendo chegar a valores abaixo de US\$ 0,33 por m³, como no trabalho de Benahmed *et al.* (2025). Considerando essas variações e visando uma estimativa conservadora que contemple custos adicionais de governança hídrica para equidade distributiva, adota-se neste trabalho o valor de 1,86 US\$/m³ para dessalinização, alinhado com análises recentes de custo de água pura em sistemas integrados de dessalinização e eletrólise.

A dessalinização é um processo intensivo em energia, especialmente quando comparado ao tratamento de águas superficiais. Enquanto o tratamento convencional de águas superficiais consome entre 0,2 e 0,4 kWh/m³, a dessalinização por osmose reversa consome entre 2,5 e 4,0 kWh/m³, podendo chegar a 4,5 kWh/m³ em plantas de grande escala (Benahmed *et al.*, 2025). Apesar disso, a integração de fontes de energia renovável, como a solar e a eólica, tem contribuído para a redução dos custos operacionais da dessalinização, tornando-a uma opção viável para suprir a demanda hídrica dos projetos de hidrogênio verde. Esta integração é essencial para justiça procedimental, assegurando que soluções técnicas não exacerbem conflitos territoriais em regiões críticas.

Para ilustrar a aplicação prática dos cálculos acima, consideremos dois casos brasileiros. No projeto de Alto do Rodrigues (RN), com produção de 315.000 kg H₂/ano, o consumo hídrico é de $9,45 \times 10^6$ L/ano, resultando em um custo de US\$ 17.577/ano de dessalinização — menos de 0,01% do investimento total. No cenário de São Francisco (MG), com 8×10^9 kg H₂/ano, requerem-se $2,43 \times 10^{11}$ L/ano, totalizando um custo de US\$ 452 mi/ano — ainda inferior a 0,1% do orçamento da planta de hidrogênio verde.

Em suma, mesmo com variações tecnológicas e de escala, a inclusão do custo de dessalinização não inviabiliza projetos de hidrogênio verde, representando acréscimo modesto ao LCOH. Contudo, para garantir justiça energética, é imperativo que a confiabilidade hídrica em regiões críticas seja acompanhada de mecanismos de compensação para comunidades locais, evitando a reprodução de assimetrias históricas documentadas em complexos eólicos do Nordeste (PEREIRA; VITAL; FONSECA, 2024). Para os projetos que serão apresentados no capítulo de resultados deste trabalho, um cálculo similar será realizado para encontrar o custo de utilização de água dessalinizada nos processos de eletrólise, incorporando variáveis de equidade hídrica.

3.5 Avaliação de Viabilidade Econômica

A avaliação econômica é crítica para projetos de hidrogênio verde, dado os elevados custos de capital (CAPEX, do inglês *Capital Expenditure*) e operacionais (OPEX, do inglês *Operational Expenditure*), além da necessidade de competitividade frente a combustíveis fósseis. Esta seção estrutura-se em três eixos inter-relacionados: (1) definição de indicadores-chave, (2) implementação computacional no HOMER Pro e (3) metodologia comparativa para tomada de decisão, expandidos para incorporar dimensões de justiça energética.

O processo inicia-se com a seleção de métricas financeiras robustas. O Custo Presente Líquido (NPC) emerge como indicador central, representando o valor atualizado de todos os fluxos de caixa futuros do projeto. Como demonstrado na Equação 3.22, seu cálculo incorpora custos anuais (C_t), taxa de desconto real (i) e horizonte temporal (n), permitindo comparar investimentos com diferentes perfis temporais:

$$\text{NPC} = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+i)^t}. \quad (3.22)$$

Complementarmente, o Custo Nivelado do Hidrogênio (LCOH) quantifica o custo médio de produção por quilograma. Sua formulação, apresentada na Equação 3.23, relaciona o NPC ao valor presente da produção acumulada (H_t):

$$\text{LCOH} = \frac{\text{NPC}}{\sum_{t=1}^n \frac{H_t}{(1+i)^t}}. \quad (3.23)$$

A operacionalização desses indicadores é viabilizada pelo HOMER Pro, software que integra simulação estocástica de fluxos de caixa com algoritmos de otimização multiobjetivo. Conforme ilustrado na Figura 3.36, a interface do software permite visualizar a relação entre variáveis técnicas (ex.: capacidade de produção) e econômicas (ex.: taxas de desconto), gerando resultados como o Retorno sobre Investimento (ROI) e o Valor Presente Líquido (VPL). O ambiente computacional realiza análises de sensibilidade paramétrica, variando insumos como custos de eletrolisadores e eficiência energética, enquanto maximiza a confiabilidade do sistema. Para alinhar-se aos princípios de justiça energética, esta modelagem deve incluir variáveis sociais como geração de empregos locais e participação comunitária nos lucros, contrapondo padrões de colonialismo energético identificados na Seção 2.2.

3.5. AVALIAÇÃO DE VIABILIDADE ECONÔMICA

Year	Discount Factor	Nominal Cash Flows						Discounted Cash Flows					
		Capital	Replacement	Salvage	O&M	Fuel	Total	Capital	Replacement	Salvage	O&M	Fuel	Total
0	1.000	-96,000					-96,000	-96,000					-96,000
1	0.943				-2,471	-34,969	-37,441				-2,331	-32,990	-35,321
2	0.890				-2,471	-34,969	-37,441				-2,200	-31,123	-33,322
3	0.840				-2,471	-34,969	-37,441				-2,075	-29,361	-31,436
3.52	0.815		-48,000				-48,000		-39,098				-39,098
4	0.792				-2,471	-34,969	-37,441				-1,958	-27,699	-29,657
5	0.747				-2,471	-34,969	-37,441				-1,847	-26,131	-27,978
6	0.705				-2,471	-34,969	-37,441				-1,742	-24,652	-26,394
7	0.665				-2,471	-34,969	-37,441				-1,644	-23,257	-24,900
7.04	0.663		-48,000				-48,000		-31,847				-31,847
8	0.627				-2,471	-34,969	-37,441				-1,551	-21,940	-23,491
9	0.592				-2,471	-34,969	-37,441				-1,463	-20,698	-22,161
10	0.558				-2,471	-34,969	-37,441				-1,380	-19,527	-20,907
10.56	0.540		-48,000				-48,000		-25,941				-25,941
11	0.527				-2,471	-34,969	-37,441				-1,302	-18,421	-19,723
12	0.497				-2,471	-34,969	-37,441				-1,228	-17,379	-18,607
13	0.469				-2,471	-34,969	-37,441				-1,159	-16,395	-17,554
14	0.442				-2,471	-34,969	-37,441				-1,093	-15,467	-16,560
14.08	0.440		-48,000				-48,000		-21,130				-21,130
15	0.417				-2,471	-34,969	-37,441				-1,031	-14,592	-15,623
16	0.394				-2,471	-34,969	-37,441				-973	-13,766	-14,738
17	0.371				-2,471	-34,969	-37,441				-918	-12,986	-13,904
17.60	0.359		-48,000				-48,000		-17,212				-17,212
18	0.350				-2,471	-34,969	-37,441				-866	-12,251	-13,117
19	0.331				-2,471	-34,969	-37,441				-817	-11,558	-12,375
20	0.312				-2,471	-34,969	-37,441				-771	-10,904	-11,674
21	0.294				-2,471	-34,969	-37,441				-727	-10,286	-11,013
21.12	0.292		-48,000				-48,000		-14,020				-14,020
22	0.278				-2,471	-34,969	-37,441				-686	-9,704	-10,390
23	0.262				-2,471	-34,969	-37,441				-647	-9,155	-9,802
24	0.247				-2,471	-34,969	-37,441				-610	-8,637	-9,247
24.64	0.238		-48,000				-48,000		-11,420				-11,420
25	0.233			43,120	-2,471	-34,969	5,679			10,047	-576	-8,148	1,323
Total		-96,000	-336,000	43,120	-61,784	-874,234	-1,324,899	-96,000	-160,668	10,047	-31,593	-447,026	-725,239

Figura 3.36 – Interface do HOMER Pro destacando a simulação de fluxo de caixa (esquerda) e resultados econômicos, incluindo NPC e LCOH (direita).
Fonte: Adaptado de Energy (2023).

A metodologia comparativa adotada segue uma sequência lógica em quatro etapas. Inicialmente, seleciona-se o projeto de referência, configurado como a alternativa com menor NPC, onde VPL e ROI são zerados para análise relativa. Em seguida, avalia-se o desempenho de projetos alternativos mediante comparação direta com o benchmark. A terceira etapa envolve o cálculo das receitas reais, utilizando o LCOH do projeto otimizado como base para estimar o valor presente das vendas de hidrogênio:

$$VP_{\text{Receitas}} = \frac{R \times (1 - (1 + i)^{-n})}{i}, \quad (3.24)$$

onde R corresponde à receita anual (Produção Anual \times Preço de Venda).

Contudo, adotar o LCOH como preço de venda resultaria em equilíbrio financeiro (VPL = 0), sem margem de lucro. Para superar essa limitação, a Equação 3.25 determina o preço mínimo viável (P_{\min}):

$$\frac{(\text{Total produzido} \times P_{\min}) \times (1 - (1 + i)^{-n})}{i} \geq \text{NPC}, \quad (3.25)$$

assegurando que o valor presente das receitas supere o NPC do projeto. Este modelo deve ser complementado com mecanismos redistributivos que garantam que populações

3.6. POTENCIAL DE REDUÇÃO DE EMISSÕES

locais se beneficiem economicamente, evitando a concentração de ganhos documentada por LAZARO, SOARES, BERMANN *et al.* (2022).

Por fim, o processo conclui com o cálculo do ROI real, que valida a atratividade econômica:

$$ROI_{\text{real}} = \frac{\text{Receita Total} - \text{Custo Total}}{\text{Custo Total}} \times 100\%. \quad (3.26)$$

Essa abordagem iterativa, detalhada na Seção 3.7, permite ajustar variáveis críticas como eficiência tecnológica e custos de insumos. Simultaneamente, identifica trade-offs entre custo e desempenho, garantindo que a solução final equilibre viabilidade financeira e sustentabilidade operacional, com internalização de critérios de equidade socioeconômica essenciais para transições justas.

3.6 Potencial de Redução de Emissões

O potencial de redução de emissões é estimada por:

$$\Delta CO_2 = \sum_i (E_{f_i} - E_{H_2}) \times Q_{f_i} \quad (3.27)$$

onde:

- E_{f_i} : Emissão específica do combustível i (kg CO₂/unidade)
- E_{H_2} : Emissão do hidrogênio verde (3.0 kg CO₂/kg H₂)
- Q_{f_i} : Quantidade substituída do combustível i

Esta metodologia é ampliada para considerar a justiça ambiental, priorizando reduções em “zonas de sacrifício” industrializadas onde populações vulneráveis sofrem impactos desproporcionais da poluição.

3.6.1 Dados de Referência

A Tabela 3.11 apresenta os valores de referência que serão utilizados nos cálculos e estimativas de mitigação e equivalência energética para os combustíveis fósseis que são tradicionalmente utilizados nos setores que receberão os projetos de hidrogênio verde.

Combustível	Emissão (kg CO ₂ /unidade)	Poder Calorífico (MJ/kg)
Hidrogênio	3.0/kg	120
Diesel	2,68/L	44
Gasolina	2,36/L	45
Gás Natural	2,021/m ³	48
Carvão Betuminoso	2,65/kg	24

Tabela 3.11 – Parâmetros de combustíveis comparativos (Environment, 2015; Ireland, 2025)

A análise contextual considera não apenas a eficiência climática global, mas também a distribuição espacial dos benefícios, assegurando que comunidades adjacentes aos projetos tenham melhoria tangível na qualidade do ar e saúde pública.

3.7 Projeto Exemplo de Hidrogênio Verde

Esta seção apresenta a metodologia empregada para a modelagem e otimização de um projeto de produção de hidrogênio verde integrado a fontes renováveis, utilizando o software HOMER Pro. O estudo de caso refere-se à implantação de uma planta piloto no município de Alto do Rodrigues (RN), Brasil, alinhando-se às iniciativas da Petrobras voltadas à produção sustentável de hidrogênio. Conforme discutido na Seção 2.2, a escolha deste local requer atenção especial às dimensões da justiça energética, considerando seu contexto socioambiental único.

3.7.1 Seleção do Local e Parâmetros Iniciais

A escolha de Alto do Rodrigues se justifica por seu elevado potencial solar e eólico, verificado por meio de análises geoespaciais no QGIS. O município abriga a primeira planta piloto de hidrogênio verde da Petrobras, localizada na Termelétrica do Vale do Açu, com investimento estimado em R\$ 90 milhões (Indústria, P. da, 2024b). Para garantir maior fidelidade à simulação, foram importados para o HOMER Pro dados climáticos históricos da região, como irradiação solar, velocidade do vento e temperatura média. Esta abordagem técnico-científica é complementada por considerações de justiça territorial: a região apresenta histórico de projetos energéticos com impactos desiguais em comunidades locais (PEREIRA; VITAL; FONSECA, 2024), exigindo que a modelagem incorpore salvaguardas contra a reprodução de assimetrias.

3.7. PROJETO EXEMPLO DE HIDROGÊNIO VERDE

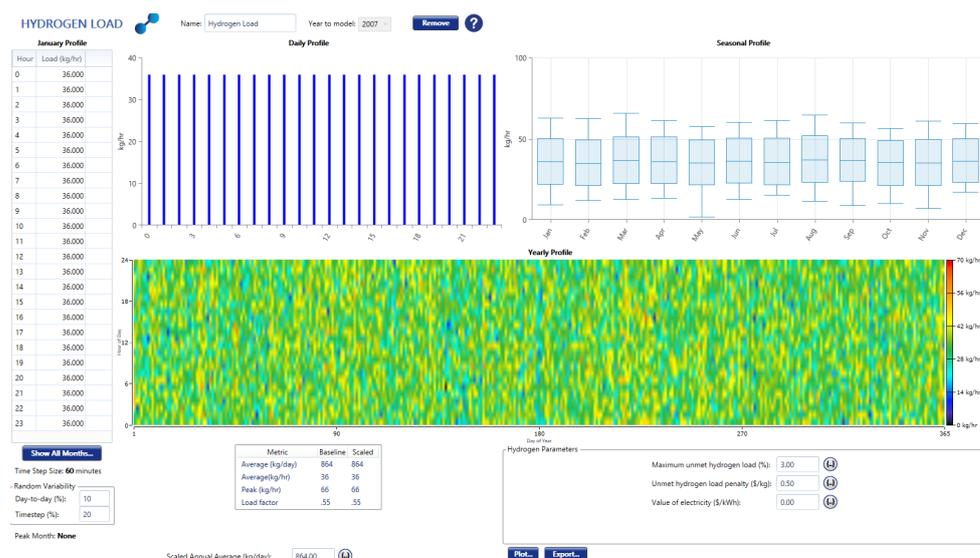


Figura 3.37 – Perfil de carga industrial contínuo para produção de hidrogênio verde.

3.7.2 Definição da Demanda e Perfil de Carga

A demanda anual de hidrogênio foi estimada em 315,36 toneladas (equivalente a 36 kg/h), com base em projeto similar desenvolvido na Alemanha, com capacidade de 2 MW (Funke, 2024). Para fins de modelagem, adotou-se um perfil de carga industrial contínuo (Figura 3.37), refletindo a operação ininterrupta do eletrolisador ao longo do ano. Este perfil é analisado criticamente à luz da justiça procedimental: operações contínuas podem intensificar pressões sobre recursos hídricos em regiões semiáridas, exigindo compensações para comunidades afetadas.

3.7.3 Componentes do Sistema

Com o perfil de carga definido, foram inseridos no HOMER Pro os principais componentes do sistema, conforme apresentado nas seções anteriores. O arranjo esquemático final do sistema está ilustrado na Figura 3.38, e será reutilizado nos demais projetos deste trabalho, com variações nas capacidades dos equipamentos e nas exigências de carga.

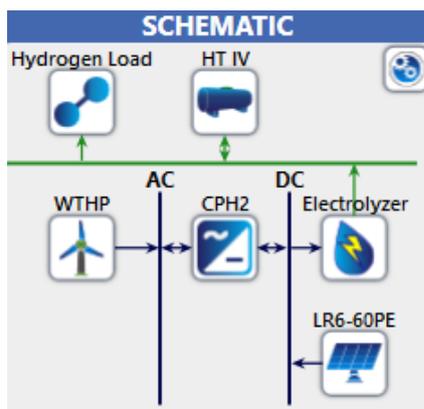


Figura 3.38 – Esquemático do sistema de hidrogênio verde no HOMER Pro.

O sistema modelado contempla os seguintes componentes:

- **Painéis fotovoltaicos e turbinas eólicas:** Dimensionados com base na disponibilidade de área e no potencial energético local, considerando impactos sobre territórios tradicionais;
- **Eletrolisador:** Equipamento principal, com consumo elétrico de 2 MW, compatível com a demanda projetada;
- **Tanque de armazenamento de hidrogênio:** Capacidade ajustada iterativamente entre 900 kg e 20.000 kg, a fim de equilibrar produção e consumo.

A integração hídrica segue parâmetros da Seção 3.4, com monitoramento do estresse hídrico local para evitar conflitos com usos comunitários.

3.7.4 Processo de Otimização no HOMER Pro

A otimização do sistema foi conduzida utilizando o *HOMER Optimizer*, onde foram definidos intervalos de dimensionamento para cada componente, exceto para o tanque de armazenamento, que foi ajustado manualmente por meio de testes iterativos. A Figura 3.39 apresenta a interface de otimização, enquanto a Figura 3.40 compara os três cenários de dimensionamento viáveis para o município de Alto do Rodrigues. Além dos parâmetros técnico-econômicos, a otimização considerou variáveis de justiça distributiva: geração de empregos locais por MW instalado e percentual de receitas reinvestidas em comunidades vizinhas.

3.7. PROJETO EXEMPLO DE HIDROGÊNIO VERDE

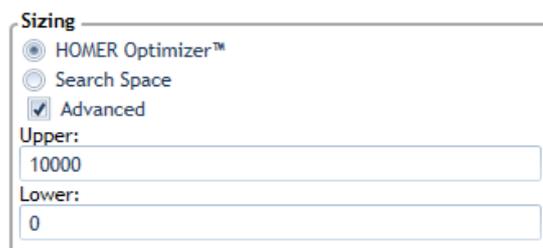


Figura 3.39 – Interface de otimização de componentes no HOMER Pro.

	Architecture				Cost				System	Project Economics		LR6-60PE		
	LR6-60PE (kW)	WTHP	Electrolyzer (kW)	HT IV (kg)	CPH2 (kW)	NPC (\$)	Operating cost (\$/yr)	CAPEX (\$)	OPEX (\$/yr)	Elec Prod (kWh/yr)	Present Worth (\$)	ROI (%)	PV Capacity (kW)	Energy Production (kWh/yr)
4	24,613	2,889	5,000	2,918	\$28.4M	\$814,343	\$16.9M	\$814,343	23,220,094	\$0	0			
1	24,613	4,990	5,000	217	\$40.7M	\$1.19M	\$23.8M	\$1.19M	35,519,308	-\$12.3M	-10	24,613	35,519,308	
	24,613				\$42.4M	\$1.22M	\$25.2M	\$1.22M	41,324,332	-\$14.0M	-9	24,613	35,519,308	

Figura 3.40 – Comparação entre cenários de otimização no HOMER Pro.

3.7.5 Análise dos Resultados

A análise comparativa dos cenários modelados gerou os seguintes resultados:

- **Eficiência energética:** 69,5% (eólico), 45,3% (solar) e 39,6% (híbrido);
- **Excedente energético anual:** 5,27 GWh (eólico), 19,4 GWh (solar) e 24,7 GWh (híbrido);
- **Penetração de renováveis:** 100% em todos os cenários.

Do ponto de vista econômico:

- **LCOH:** US\$ 6,55/kg (eólico), US\$ 9,43/kg (solar) e US\$ 9,72/kg (híbrido);
- **NPC:** US\$ 28,4 milhões (eólico), US\$ 40,7 milhões (solar) e US\$ 42,4 milhões (híbrido);
- **ROI:** 0% (eólico), -10% (solar) e -9% (híbrido), com respectivos VPLs de US\$ 0, -12,3 milhões e -14 milhões.

Conceitualmente, os projetos híbridos tendem a oferecer LCOH intermediários entre os projetos eólico e solar, uma vez que compatibiliza as vantagens de ambos de forma a otimizar o empreendimento. No entanto, é plausível o valor ficar mais alto, principalmente, devido a baixa demanda deste empreendimento, com provável superdimensionamento da turbina eólica no projeto híbrido. Dessa forma, a turbina gerará energia abaixo do que

pode, sendo um gasto adicional dispensável. Isto ocorre devido a modelagem da turbina ser igual para todos os projetos e é um problema metodológico esperado.

3.7.5.1 Análise de Viabilidade do Cenário Otimizado

Entre os cenários simulados, o sistema 100% eólico apresenta a melhor relação custo-benefício. No entanto, como o HOMER Pro não considera as receitas do projeto na estimativa de viabilidade, é necessário calcular o Valor Presente (VP) das receitas para reavaliar os indicadores econômicos.

Assumindo uma produção anual de 315.360 kg de hidrogênio e uma venda ao preço do LCOH (US\$ 6,55/kg), com taxa de desconto de 9,19% (supondo uma aplicação para o setor industrial), tem-se:

$$VP_{\text{Receitas}} = \frac{315.360 \times 6,55 \times (1 - (1 + 0,0919)^{-25})}{0,0919} \approx 19,98 \text{ mi USD}$$

O Valor Presente Líquido (VPL) e o Retorno sobre o Investimento (ROI) corrigidos são:

$$VPL_{\text{real}} = -28,4 + 19,98 = -8,42 \text{ mi USD}$$

$$ROI_{\text{real}} = \frac{-8,42}{28,4} \times 100\% \approx -29,7\%$$

Para tornar o projeto viável economicamente, deve-se determinar o preço mínimo de venda do hidrogênio (P_{min}) tal que o VP das receitas iguale ou supere o custo inicial:

$$\frac{315.360 \times P_{\text{min}} \times (1 - (1 + 0,0919)^{-25})}{0,0919} \geq 28,4 \times 10^6$$

$$P_{\text{min}} \geq \frac{28,4 \times 10^6 \times 0,0919}{315.360 \times (1 - (1 + 0,0919)^{-25})} \approx 9,31 \text{ USD/kg}$$

Este preço mínimo (\$9,31/kg) incorpora custos operacionais, mas deve ser complementado com mecanismos de justiça energética: 1) fundo de desenvolvimento comunitário (5% das receitas), 2) programas de capacitação local, e 3) compensação hídrica para comunidades locais afetadas. Como demonstrado por LAZARO, SOARES, BERMANN *et al.* (2022), tais investimentos reduzem conflitos territoriais e aumentam a legitimidade social do projeto. Assim, provavelmente o custo final de venda para o hidrogênio verde poderia ser incrementado ou uma redução nos lucros finais pode ser utilizada para que o preço de

3.7. PROJETO EXEMPLO DE HIDROGÊNIO VERDE

venda não seja afetado. Este mesmo procedimento será replicado para os demais empreendimentos simulados neste trabalho, com adaptações contextuais para garantir equidade nas diferentes regiões.

Capítulo 4

Resultados

Este capítulo apresenta os resultados encontrados a partir das modelagens construídas e aplicadas ao cenário brasileiro para a inserção do hidrogênio verde na matriz energética brasileira, considerando os conceitos de transição energética para uma economia de baixo carbono e justiça energética.

4.1 Potencial de Produção de Hidrogênio Verde

Nesta seção, apresentam-se os potenciais de produção de hidrogênio verde no Brasil, considerando os recursos naturais disponíveis, como potencial eólico e solar, bem como as áreas propícias para a implementação desses empreendimentos, tendo como base os desenvolvimentos realizados nos softwares QGIS e Homer Pro. Destaca-se a relevância do hidrogênio verde como alternativa sustentável, com a estimativa de mitigação de gases de efeito estufa ao substituir combustíveis fósseis, além de sua importância para a matriz energética nacional.

4.1.1 Resultados da Análise Espacial com QGIS

Esta seção apresenta os resultados das análises espaciais realizadas com o software QGIS, seguindo a metodologia apresentada no capítulo anterior.

4.1.1.1 Análise da Declividade

A Figura 3.5 evidencia a distribuição espacial das declividades no território brasileiro após o tratamento. Nota-se predominância de áreas planas (0–3%) e suaves (3–8%) nas

4.1. POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE

regiões Nordeste, Centro-Oeste e porções do Sul, compatíveis com instalação de empreendimentos eólicos e solares.

As áreas montanhosas (>45%) concentram-se no Sudeste (ex.: Serra da Mantiqueira) e Norte (ex.: Escudo das Guianas), inviabilizando projetos de grande porte devido a restrições logísticas e custos elevados de terraplanagem. Destacam-se como zonas relevantes para possíveis empreendimentos:

- **Norte de Minas Gerais:** Declividade média de 5%, ideal para parques solares.
- **Litoral do Nordeste:** Faixas planas (<3%) associadas a ventos constantes.
- **Oeste da Bahia:** Áreas planas (<3%) em conjunto com áreas onduladas (8–15%) passíveis de aproveitamento com tecnologia modular.
- **Região Sul:** Áreas planas e suaves (3–8%) passíveis de aproveitamento para plantas eólicas.

A reclassificação invertida (Equação 3.1) permitiu atribuir pesos adequados à análise multicritério. Essa abordagem corrobora estudos de PIMENTEL DA SILVA, MAGRINI e BRANCO (2019), que relacionam declividade menores que 20% a redução de 30% nos custos de implantação de plantas solares e eólicas. Dessa forma, prioritariamente, estas áreas com declividade até 20% serão mais propícias a implementação dos projetos de hidrogênio verde que serão projetados neste trabalho.

4.1.1.2 Análise da Segurança Hídrica

A Figura 3.7 revela disparidades geográficas significativas na segurança hídrica do Brasil. Destacam-se:

- **Litoral do Nordeste:** Grande parte da área apresenta segurança hídrica baixa (<25), especialmente no semiárido, onde a escassez compromete a viabilidade da eletrólise para hidrogênio verde. Soluções alternativas, como dessalinização ou reúso de águas residuais, são críticas para projetos energéticos. Dessa forma, mesmo que esta região possua alto potencial eólico e solar, para implementar projetos de hidrogênio verde haveria um alto custo adicionado devido as restrições do uso de água.

4.1. POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE

- **Amazônia e Centro-Oeste:** Segurança hídrica alta ou máxima (75-100), porém com restrições ambientais severas. A implementação de empreendimentos exige estudos de impacto detalhados, conforme diretrizes do ICMBio (2022). Contudo, neste trabalho, estas áreas foram excluídas e não serão projetados empreendimentos.
- **Sul e Sudeste:** Segurança hídrica relativamente na faixa alta (acima de 75), mas com riscos de conflitos pelo uso da água em áreas urbanas e industriais.

Apesar do potencial solar e eólico do Nordeste (Bahia, Ceará), a baixa segurança hídrica limita a autossuficiência em projetos de hidrogênio verde. Estratégias sugeridas para superar estes desafios incluem:

- Parcerias para importação de água de regiões adjacentes (ex.: Norte de Minas Gerais).
- Adoção de tecnologias de economia hídrica, como eletrólise alcalina de baixo consumo.

Áreas com ISH maior que 50 foram priorizadas na análise multicritério deste trabalho, excluindo-se regiões de preservação integral (ex.: Reservas Biológicas) para alinhamento com os objetivos sustentáveis do estudo.

4.1.1.3 Análise do Potencial Solar

O potencial de geração solar fotovoltaica no Brasil, expresso em kWh/kWp anual, foi avaliado em um mapeamento do INPE (2022), em que é apresentada a região Nordeste com os maiores rendimentos energéticos, superando 1.800 kWh/kWp/ano em áreas do Piauí e Bahia. Além disso, parte da região Centro Oeste e o norte do Sudeste também apresentam bons rendimentos energéticos e potencial considerável para inserção de usinas fotovoltaicas.

O estudo do INPE, então, complementa os resultados encontrados e apresentados na Figura 4.1, que sintetiza a interação entre o potencial solar bruto e os critérios de restrição desenvolvidos neste trabalho, utilizando o software QGIS, revelando regiões propícias para implantação de usinas fotovoltaicas, que atendam restrições ambientais, de segurança

4.1. POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE

hídrica, declividade, etc. Toda a metodologia de construção deste mapa está apresentado no capítulo anterior.

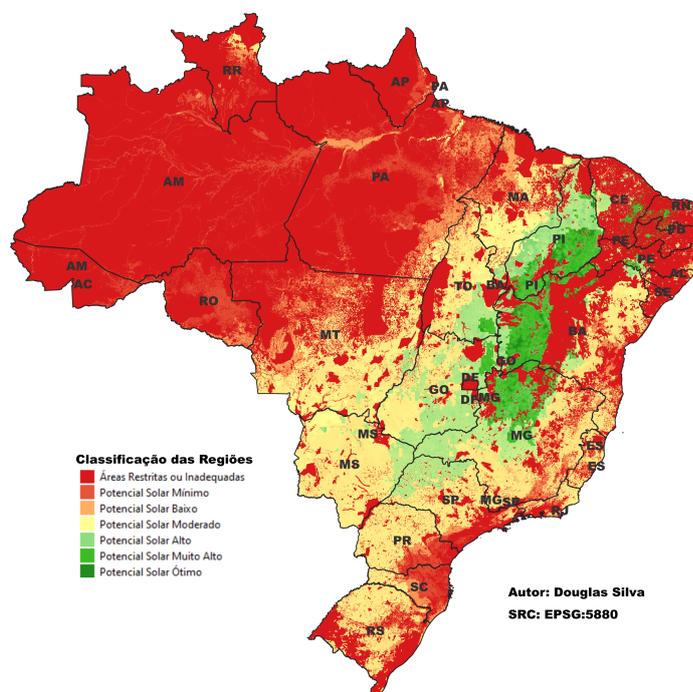


Figura 4.1 – Mapa multicritério do potencial solar do Brasil. Fonte: Elaboração própria.

Destacam-se três regiões para implementação das plantas de hidrogênio verde alimentadas por parques solares:

- **Região Nordeste:** Embora apresente a maior densidade de irradiação direta normal (DNI), parte significativa das áreas foi reclassificada como inadequada devido à baixa segurança hídrica (Seção 4.1.1.2) e restrições ambientais. Destacam-se exceções no oeste da Bahia e em grande parte do território do Piauí, onde a combinação de alta irradiação e terrenos planos viabiliza a implementação destes projetos.
- **Centro-Oeste:** Áreas com potencial moderado e alto concentram-se em zonas de irradiação moderada-alta, aliadas à segurança hídrica e grandes terrenos disponíveis para empreendimentos. Contudo, conflitos com zonas agrícolas excluíram parte relevante do território.
- **Sudeste (Minas Gerais):** Estado com a maior área contínua de potencial muito alto na região Sudeste, beneficiado por irradiação elevada, infraestrutura conso-

4.1. POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE

lidada e sólida segurança hídrica. Entretanto, apresenta limitações topográficas, como a Serra do Espinhaço.

4.1.1.4 Análise do Potencial Eólico

A Figura 4.2 apresenta as áreas prioritárias para implantação de usinas eólicas no Brasil, construído no QGIS, considerando densidade de potência, restrições ambientais, viabilidade técnica, entre outros, conforme apresentado na metodologia.

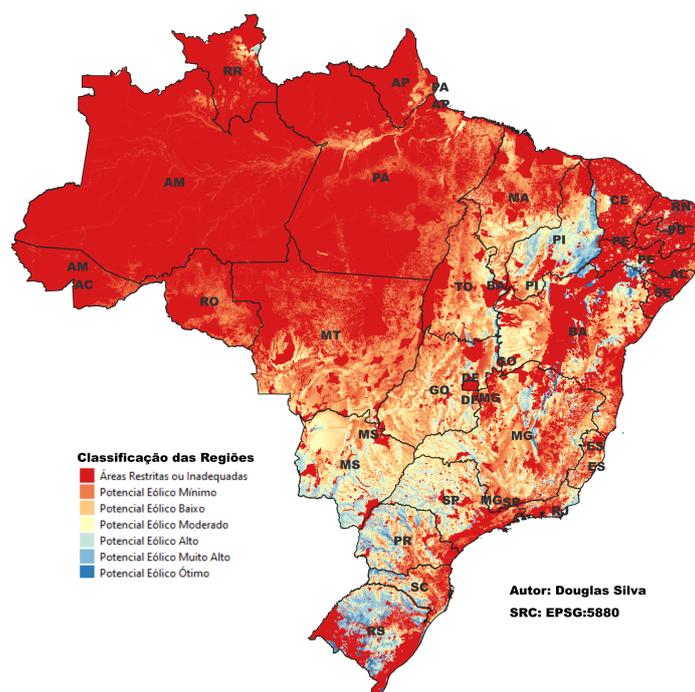


Figura 4.2 – Mapa multicritério do potencial eólico do Brasil. Fonte: Elaboração própria.

Analisando o mapa, destacam-se cinco regiões principais:

- **Região Sul (RS, SC, PR):**

- Maior potencial contínuo do país, especialmente no litoral e campanha gaúcha.
- Ventos constantes acima de 7 m/s (conforme apresentado por Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) (2001)) e densidade média de potencial acima de 430 W/m^2 (conforme apresentado na Figura 3.9), adequados para turbinas de média e alta potência.
- Restrições concentram-se em áreas de preservação da Mata Atlântica.

4.1. POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE

- **Nordeste (BA, PI, RN, PE):**
 - Corredores ventosos no leste do Piauí e interior da Bahia, com densidade média de potência acima de 430 W/m^2 (conforme apresentado na Figura 3.9).
 - Compatibilidade com parques solares (energia híbrida).
 - Desafios logísticos em áreas remotas do sertão, principalmente devido a baixa segurança hídrica da região.
- **Centro-Oeste (MS):**
 - Potencial moderado no sul de Mato Grosso do Sul com densidade média de potência acima de 250 W/m^2 (conforme apresentado na Figura 3.9).
 - Ventos sazonais (período seco) exigem sistemas complementares.
- **Sudeste (MG):**
 - Pequenos núcleos no norte do estado.
 - Aproveitamento ideal para micro-geração distribuída.

O Rio Grande do Sul foi selecionado para implementação dos projetos de hidrogênio verde alimentados por parques eólicos neste presente estudo devido a:

- Maior área contínua classificada como “Potencial Ótimo”.
- Presença de parques eólicos em diversos pontos na região.
- Baixa sobreposição com unidades de conservação.

Essa distribuição geográfica corrobora com os dados encontrados pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) (2001), que apresentam a região Sul como uma das principais regiões para geração eólica, com potencial estimado de geração anual em 41 TWh e mais de 11 mil km^2 de área cumulativa para inserção de parques eólicos.

4.1.1.5 Análise do Potencial Híbrido

A Figura 4.3 identifica as áreas com sinergia entre alto potencial solar (Seção 4.1.1.3) e eólico (Seção 4.1.1.4), mapeadas no QGIS mediante critérios de densidade de potência, irradiação solar, restrições ambientais, viabilidade técnica, entre outros.

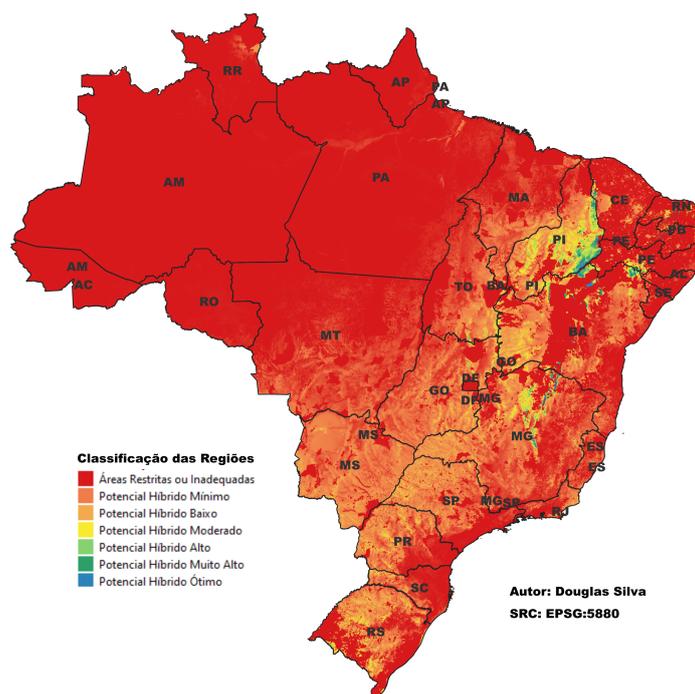


Figura 4.3 – Mapa de potencial híbrido do Brasil. Fonte: Elaboração própria.

A análise revelou três polos estratégicos:

- **Leste do Piauí:**

- Complementaridade sazonal: ventos intensos (7,2–8,5 m/s) entre junho e novembro (conforme apresentado no relatório da Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) (2001)), e irradiação solar $> 6,0 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$ no primeiro semestre (vide Figura 3.8).
- Topografia plana ($< 3\%$ de declividade) permite otimização espacial de parques híbridos (como apresentado na Figura 3.5).

- **Oeste da Bahia e Norte de Minas Gerais:**

- Ventos diurnos (5,5–6,8 m/s), conforme apresentado no relatório da Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) (2001), complementares à geração solar fotovoltaica.
- Proximidade de subestações do SIN (Sistema Interligado Nacional) reduz custos de conexão.

- **Agreste de Pernambuco:**

4.1. POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE

- Ventos noturnos (4,0–5,2 m/s), conforme apresentado no relatório da Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) (2001), compensam a intermitência solar.
- Solução para eletrificação rural em municípios não atendidos pela rede convencional.

A seleção do Piauí para estudo detalhado justifica-se por:

- **Capacidade instalada:** 6 GW em energias renováveis (4 GW eólicos + 2 GW solares), sendo o 3º maior produtor nacional (Estado do Piauí, 2024a).
- **Infraestrutura:** Corredor logístico da Ferrovia de Integração Oeste-Leste (FIOL), em fase final de implantação (Infra S.A., 2025).
- **Sustentabilidade:** Poucas partes do território prioritário sobreposto a unidades de conservação.

Conforme destacado pelo Governo do Estado, a estratégia piauiense visa transformar o excedente energético em hidrogênio verde:

“O Piauí produz cinco vezes mais energia do que consome [...] O próximo passo é transformar essa eletricidade em hidrogênio verde e seus derivados” (Estado do Piauí, 2024a).

4.1.2 Cálculo de Potencial de Produção de Hidrogênio

Esta abordagem multicritério permite identificar áreas viáveis sob aspectos socioambientais, indo além de análises tradicionais focadas apenas em potencial bruto. Conforme a Seção 3.2.6, recortaram-se mapas de três estados brasileiros, vinculados a perfis energéticos específicos:

- **Minas Gerais:** Solar
- **Rio Grande do Sul:** Eólico
- **Piauí:** Híbrido (solar + eólico)

4.1. POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE

4.1.2.1 Potencial Solar em Minas Gerais

Minas Gerais foi selecionado por seu potencial solar excepcional, conforme critérios metodológicos. A Figura 4.4 detalha:

- **Áreas verdes:** Potencial “Ótimo” (irradiação $>5,5$ kWh/m²/dia + declividade $<8\%$)
- **Pontos amarelos:** Usinas existentes (Fonte: Elaboração Própria)
- **Municípios selecionados:** Januária, Montes Claros, Patos de Minas, Pirapora, São Francisco, Unai

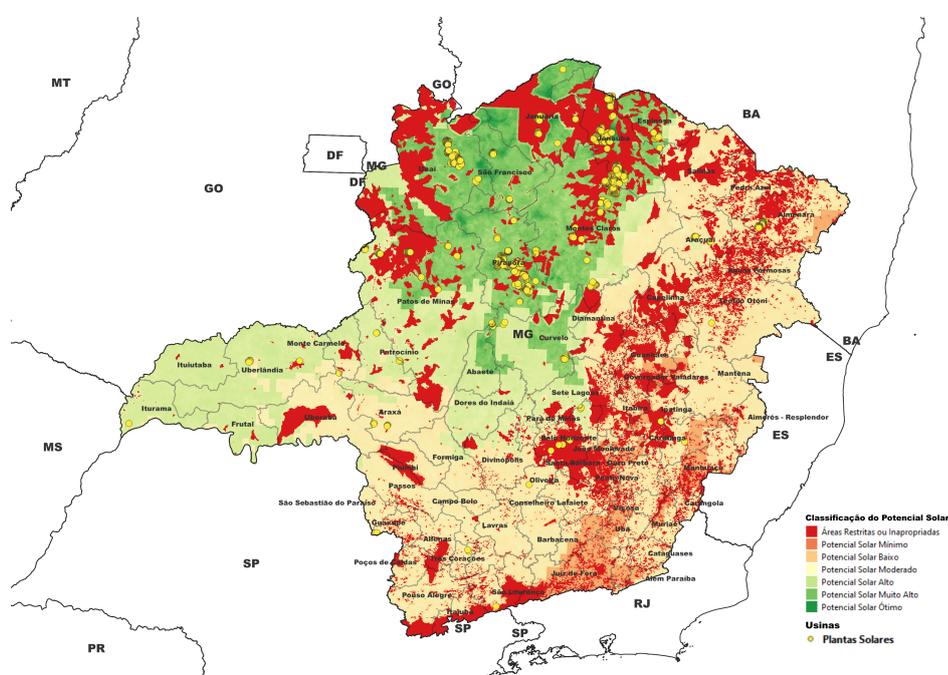


Figura 4.4 – Potencial solar em Minas Gerais. Fonte: Elaboração própria.

Emissões de CO₂: Segundo SEEG (2025a), Minas Gerais emitiu 145,7 megatoneladas de CO_{2e} (MtCO_{2e}) em 2023, sendo:

- Agropecuária: 59,8 MtCO_{2e} (41%)
- Energia: 36,9 MtCO_{2e} (25%)

4.1.2.2 Potencial Eólico no Rio Grande do Sul

O Rio Grande do Sul foi escolhido por suas condições eólicas ideais. A Figura 4.5 mostra:

4.1. POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE

- **Áreas azuis:** Ventos $>7,5$ m/s (altura 100 m)
- **Triângulos azuis:** Parques eólicos existentes (Fonte: Elaboração Própria)
- **Municípios selecionados:** Bagé, Caxias do Sul, Pelotas, Santa Maria, Sant'Ana do Livramento, Santiago, São Gabriel, Soledade

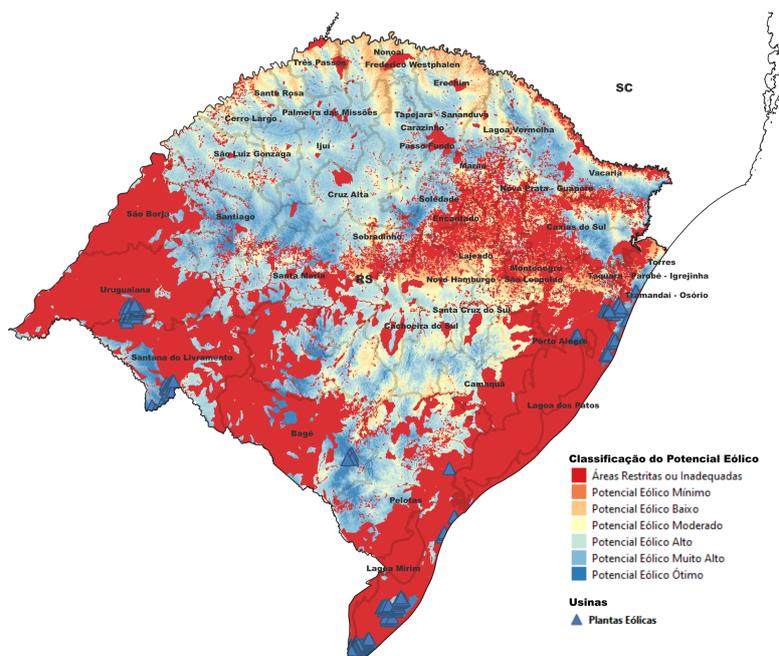


Figura 4.5 – Potencial eólico no Rio Grande do Sul. Fonte: Elaboração própria.

Emissões de CO₂: Conforme SEEG (2025d), o estado emitiu 73,3 MtCO_{2e} em 2023, distribuídos como:

- Agropecuária: 46,4 MtCO_{2e} (63%)
- Energia: 24,4 MtCO_{2e} (33%)

4.1.2.3 Potencial Híbrido no Piauí

O Piauí foi escolhido pela sinergia solar-eólica única. A Figura 4.6 destaca:

- **Áreas verdes:** Potencial solar $>5,5$ kWh/m²/dia + eólico $>6,5$ m/s
- **Pontos amarelos e azuis:** Usinas existentes (Fonte: Elaboração Própria)
- **Municípios selecionados:** Campo Maior, Paulistana, Picos, São João do Piauí, São Raimundo Nonato, Simplício Mendes

4.1. POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE

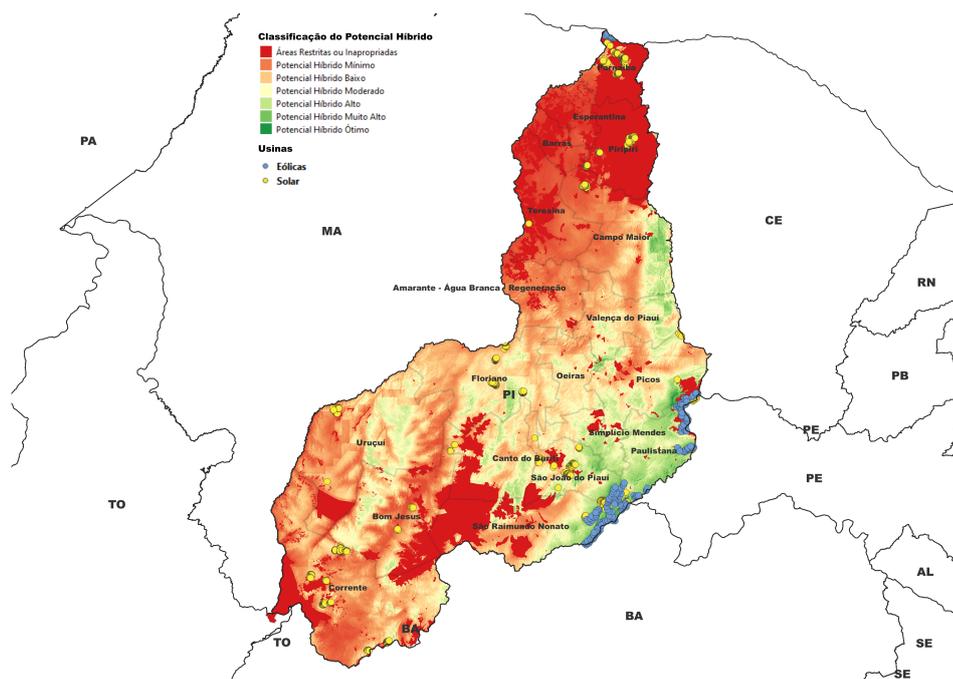


Figura 4.6 – Potencial híbrido no Piauí. Fonte: Elaboração própria.

Emissões de CO₂: Segundo SEEG (2025b), o estado emitiu 28,3 MtCO_{2e} em 2023, com:

- Mudança do uso da terra: 18,0 MtCO_{2e} (64%)
- Agropecuária: 5,9 MtCO_{2e} (21%)

Tabela 4.1 – Resumo do potencial de hidrogênio por estado

Parâmetro	MG (Solar)	RS (Eólico)	PI (Híbrido)
Emissões (MtCO _{2e})	145,7	73,3	28,3
Municípios com potencial	6	8	7
Fonte predominante	Solar	Eólica	Solar + Eólica

A tabela evidencia a relação o potencial renovável dos estados e as emissões estaduais: Minas Gerais, maior emissor (145,7 MtCO_{2e}), possui o maior potencial solar concentrado em 6 municípios, sugerindo alto impacto na descarbonização do setor energético (25% das emissões). O Rio Grande do Sul, com menor emissão relativa (4,4% nacional), apresenta a maior quantidade de municípios aptos (8), refletindo a dispersão espacial do recurso eólico. O Piauí, embora com baixas emissões (1,7%), destaca-se pela sinergia solar-eólica, fator crítico para sistemas de hidrogênio verde de base contínua.

A disparidade no número de municípios prioritários (6 a 8) reflete características geográficas: a energia solar concentra-se em zonas semiáridas contínuas (MG), enquanto a

4.2. RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DOS PROJETOS COM HOMER PRO

eólica distribui-se por áreas campestres (RS). Já o modelo híbrido (PI) exige combinação espacial precisa de ambos os recursos, limitando a quantidade de locais viáveis.

Esses dados reforçam a necessidade de estratégias regionalizadas para o hidrogênio verde, alinhadas às vocações naturais e prioridades climáticas de cada estado. Além disso, a inserção do hidrogênio verde na matriz energética destes estados tende a mitigar uma fração significativa das emissões de CO₂, o que corrobora a descarbonização dos setores e, de certa forma, da matriz energética brasileira.

4.2 Resultados da Otimização dos Projetos com HOMER Pro

Nesta seção são apresentados os resultados da otimização dos projetos realizados com o software HOMER Pro. São detalhadas as quantidades de hidrogênio a serem produzidas, as combinações de equipamentos e as estratégias operacionais que maximizaram a eficiência dos sistemas propostos. Os dados das simulações são analisados, destacando a viabilidade econômica e técnica das diferentes configurações.

4.2.1 Projetos Solares: Minas Gerais

Os projetos solares analisados para implementação em Minas Gerais consideram municípios previamente selecionados com base no potencial de geração e na demanda energética. Para atender às necessidades dos setores industriais que buscam a descarbonização da matriz energética estadual, foram desenvolvidos empreendimentos solares, cujos dimensionamentos e especificações técnicas são apresentados a seguir.

4.2.1.1 Setor Industrial - Metalurgia

O setor metalúrgico desempenha um papel fundamental na economia de Minas Gerais, sendo um dos principais consumidores de energia do estado. Segundo o BEN 2024 EPE (2024b), em 2023, o consumo nacional desse setor foi de 1.306.000 tep de gás natural, 1.155.000 tep de gás de coqueria e 6.614.000 tep de coque de carvão. Considerando que Minas Gerais representa 36% desse segmento FIEMG (2023), estima-se que o consumo estadual tenha sido de aproximadamente 470.160 tep de gás natural, 415.800 tep de gás de coqueria e 2.381.040 tep de coque de carvão.

4.2. RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DOS PROJETOS COM HOMER PRO

Dado o potencial do hidrogênio verde como alternativa energética, calcula-se a substituição desses combustíveis (gás natural, gás de coqueria e coque de carvão) considerando seus poderes caloríficos (48, 28 e 20 MJ/kg, respectivamente) e o do hidrogênio (120 MJ/kg). Utilizando a conversão de 1 tep = 41.868 MJ Units Converters (2025), estima-se que seriam necessárias aproximadamente 164 mil toneladas de hidrogênio verde para substituir o gás natural, 145 mil toneladas para o gás de coqueria e 831 mil toneladas para o coque de carvão – totalizando 1,14 milhão de toneladas por ano.

Para viabilizar essa transição energética, propõe-se a instalação de plantas de produção de hidrogênio verde em Montes Claros e Pirapora, distribuindo igualmente a produção entre essas cidades (570 mil toneladas/ano cada). A escolha dessas localidades se deve a fatores estratégicos, como a alta disponibilidade de área para usinas solares, acesso à infraestrutura energética e proximidade de polos industriais consumidores. Além disso, a região Norte de Minas Gerais apresenta elevados índices de radiação solar ao longo do ano, o que favorece a viabilidade econômica dos projetos baseados em eletrólise impulsionada por energia fotovoltaica.

A substituição dos combustíveis fósseis por hidrogênio verde traria uma redução significativa nas emissões do setor. Considerando o cenário atual, os consumos estaduais (470.160 tep de gás natural, 415.800 tep de gás de coqueria e 2.381.040 tep de coque de carvão) correspondem, por meio da equivalência energética, a aproximadamente 411 mil toneladas de gás natural, 622 mil toneladas de gás de coqueria e 4,98 milhões de toneladas de coque de carvão. Aplicando os fatores de emissão apresentados na Seção 3.6 – 2,021 kgCO_{2e}/m³ para o gás natural, 2,74 kgCO_{2e}/kg para o gás de coqueria e 2,0 kgCO_{2e}/kg para o coque de carvão – a queima desses combustíveis resulta em cerca de 12,87 milhões de toneladas de CO_{2eq} anuais.

Com a implementação dos projetos de hidrogênio verde, considerando o fator de emissão de 3,0 kgCO_{2e} por kg de hidrogênio, a emissão total seria reduzida para aproximadamente 3,42 milhões de toneladas de CO_{2eq} por ano, representando uma redução superior a 73%.

Os resultados evidenciam um impacto ambiental positivo significativo com a transição para o hidrogênio verde. Contudo, é importante destacar que as estimativas estão sujeitas a incertezas associadas aos fatores de conversão, aos parâmetros de consumo e à eficiência

4.2. RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DOS PROJETOS COM HOMER PRO

das tecnologias empregadas (conforme discutido na metodologia). Variações nos preços dos insumos e nas condições operacionais podem, ainda, influenciar os resultados finais.

4.2.1.1.1 Setor Industrial – Montes Claros

A otimização do projeto de hidrogênio verde para a região de Montes Claros gerou 61 alternativas viáveis, considerando diversas combinações entre capacidade de armazenamento e geração solar. Os valores do Custo Nivelado de Energia (NPC) para as alternativas variaram entre US\$75 bilhões e US\$76 bilhões, refletindo os custos de investimento e operação ao longo da vida útil do projeto. A Figura 4.7 ilustra os cinco primeiros projetos otimizados.

Architecture				Cost				System	Project Economics		LR6-60PE
LR6-60PE (kW)	Electrolyzer (kW)	HT IV (kg)	NPC (\$)	Operating cost (\$/yr)	CAPEX (\$)	OPEX (\$/yr)	Elec Prod (kWh/yr)	Present Worth (\$)	ROI (%)	PV Capacity (kW)	
47,054,165	9,410,300	10,000,000	\$75.1B	\$2.21B	\$44.0B	\$2.21B	68,355,248,128	\$0	0	47,054,165	
47,481,931	9,361,288	10,000,000	\$75.4B	\$2.21B	\$44.1B	\$2.21B	68,976,656,384	-\$265M	-9	47,481,931	
52,187,347	9,410,300	5,000,000	\$75.6B	\$2.22B	\$44.2B	\$2.22B	75,812,184,064	-\$467M	-9	52,187,347	
54,753,938	9,410,300	2,500,000	\$75.8B	\$2.23B	\$44.4B	\$2.23B	79,540,649,984	-\$702M	-9	54,753,938	
52,615,112	9,361,288	5,000,000	\$75.8B	\$2.23B	\$44.4B	\$2.23B	76,433,596,416	-\$733M	-9	52,615,112	

Figura 4.7 – Projetos otimizados da planta de hidrogênio verde em Montes Claros/MG para o setor industrial.

A análise dos resultados revela que os projetos apresentam capacidades de eletrolisadores bastante homogêneas, havendo variações significativas apenas nos equipamentos de armazenamento de hidrogênio e na capacidade instalada de energia fotovoltaica. Observou-se que o aumento isolado da capacidade fotovoltaica tende a agravar o VPL – evidenciado por VPLs mais negativos –, indicando que a otimização sistêmica, que integra armazenamento e eficiência energética, é mais determinante para a viabilidade econômica do empreendimento do que a mera expansão da geração solar.

Entre os cenários simulados, o sistema considerado como o mais otimizado, em termos de relação custo-benefício, apresenta um CAPEX estimado em US\$44 bilhões, associado a custos operacionais durante o ciclo de vida do projeto que totalizam US\$2,21 bilhões. A capacidade fotovoltaica instalada atinge cerca de 47 GW – correspondendo aproximadamente a 151,8 milhões de painéis solares –, ocupando uma área de aproximadamente 250 km² dentro dos 1.843 km² disponíveis na região. O Custo Nivelado de Hidrogênio (LCOH) estimado foi de US\$9,63 por kg.

Contudo, como o software *HOMER Pro* não incorpora as receitas provenientes da comercialização do hidrogênio na avaliação da viabilidade econômica, torna-se necessário

4.2. RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DOS PROJETOS COM HOMER PRO

o cálculo do Valor Presente (VP) das receitas futuras para reavaliar os indicadores do projeto.

Assumindo uma produção anual de 570 mil toneladas de hidrogênio e um preço de venda equivalente ao LCOH estimado (US\$9,63/kg), com uma taxa de desconto de 9,19%, a fórmula para o cálculo do Valor Presente das receitas, ao longo dos 25 anos de vida útil do projeto, é dada por:

$$VP_{\text{Receitas}} = \frac{570 \times 10^6 \times 9,63 \times (1 - (1 + 0,0919)^{-25})}{0,0919} \approx US\$ 53,1 \text{ bilhões}$$

Com o VP das receitas estimado, procede-se ao cálculo do VPL real e do Retorno sobre o Investimento (ROI), considerando o custo inicial total do projeto:

$$VPL_{\text{real}} = -US\$ 75,1 \text{ bilhões} + US\$ 53,1 \text{ bilhões} = -US\$ 22 \text{ bilhões}$$

$$ROI_{\text{real}} = \frac{-US\$ 22 \text{ bilhões}}{US\$ 75,1 \text{ bilhões}} \times 100\% \approx -29,3\%$$

Dessa forma, observou-se que, com um preço de venda equivalente ao custo de produção (US\$9,63/kg), o projeto apresenta indicadores econômicos desfavoráveis, isto é, um VPL e um ROI negativos. Para que o empreendimento se torne economicamente viável, é fundamental definir um preço mínimo de venda do hidrogênio, denominado P_{min} , que satisfaça a condição de que o VP das receitas seja igual ou superior ao custo inicial total do projeto. Assim, impondo a seguinte inequação:

$$\frac{570 \times 10^6 \times P_{\text{min}} \times (1 - (1 + 0,0919)^{-25})}{0,0919} \geq US\$ 75,1 \text{ bilhões}$$

Obtém-se que:

$$P_{\text{min}} \approx US\$ 13,61 \text{ por kg}$$

Portanto, para que o projeto se torne economicamente viável, considerando todas as variáveis e a modelagem empregada, o hidrogênio verde produzido deverá ser comercializado por, no mínimo, US\$13,61 por kg.

Todo o procedimento de otimização e análise econômica detalhado nesta seção será repetido para os demais projetos. Para evitar redundância e facilitar a comparação entre os casos estudados, as próximas seções apresentarão apenas tabelas resumidas com os

4.2. RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DOS PROJETOS COM HOMER PRO

principais indicadores técnico-econômicos encontrados durante as otimizações no Homer Pro e os cálculos realizados a partir das equações para encontrar os preços mínimos de venda de hidrogênio verde para viabilizar cada projeto. A Tabela 4.2 apresenta o resumo dos resultados dos empreendimentos de hidrogênio verde para o setor industrial siderúrgico de Minas Gerais.

Parâmetro	Montes Claros/MG	Pirapora/MG
NPC (US\$ bilhões)	75,1	75,5
CAPEX (US\$ bilhões)	44,0	44,2
OPEX (US\$ bilhões)	2,21	2,22
Capacidade FV (GW)	47,0	47,5
Área requerida (km ²)	250	252,7
LCOH (US\$/kg)	9,63	9,69
VP Receitas (US\$ bilhões)	53,1	53,4
VPL Real (US\$ bilhões)	-22,0	-22,1
ROI Real (%)	-29,3	-29,3
Preço Mínimo de Venda (US\$/kg)	13,61	13,70

Tabela 4.2 – Comparação dos principais indicadores técnico-econômicos dos projetos de hidrogênio verde em Montes Claros/MG e Pirapora/MG (Industrial).

4.2.1.2 Setor Industrial - Amônia

A produção de amônia a partir de hidrogênio verde é estratégica para a descarbonização tanto da indústria química quanto do setor agropecuário, pois a amônia é insumo fundamental na fabricação de fertilizantes nitrogenados essenciais para a produção agrícola. Embora Minas Gerais não possua atualmente grandes unidades produtivas de amônia, iniciativas anteriores – como o projeto da Petrobras em Uberaba (2014) (IBRAM, 2014) – demonstraram interesse no setor, tendo a Petrobras estimado uma produção de 519 mil toneladas de amônia por ano, projeto este que nunca foi iniciado.

Utilizando o estudo de Rivarolo *et al.* (2019), estima-se que sejam necessários 177 kg de hidrogênio para produzir 1 tonelada de amônia. Assim, para uma produção anual de 519 mil toneladas de amônia, seria necessário aproximadamente 91,9 mil toneladas de hidrogênio verde. Essa substituição tem um impacto ambiental expressivo: considerando os fatores de emissão associados aos combustíveis fósseis empregados no processo convencional, a produção de amônia geraria cerca de 1,57 milhão de toneladas de CO_{2eq} por ano. Com a adoção do hidrogênio verde, cuja produção emite aproximadamente 3,0

4.2. RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DOS PROJETOS COM HOMER PRO

kg de CO_{2eq} por kg de hidrogênio, as emissões seriam reduzidas para cerca de 275,6 mil toneladas de CO_{2eq} anuais – uma diminuição de aproximadamente 82%.

Para a escolha do local de instalação deste empreendimento, dentre as cidades com potencial solar identificadas na Seção 4.1.2.1, o município de Patos de Minas foi selecionado por sua proximidade com Uberaba e viabilidade para a implantação da planta de hidrogênio verde. Assim, a simulação de um empreendimento para suprir a demanda de 519 mil toneladas de amônia será realizada em Patos de Minas. A Tabela 4.3 apresenta o resumo dos resultados dos empreendimentos de hidrogênio verde para o setor de indústria química de Minas Gerais.

Parâmetro	Patos de Minas/MG
NPC (US\$ bilhões)	12,5
CAPEX (US\$ bilhões)	7,3
OPEX (US\$ bilhões)	0,37
Capacidade FV (GW)	8,55
Área requerida (km ²)	45,5
LCOH (US\$/kg)	9,92
VP Receitas (US\$ bilhões)	8,82
VPL Real (US\$ bilhões)	-3,68
ROI Real (%)	-29,4
Preço Mínimo de Venda (US\$/kg)	14,06

Tabela 4.3 – Comparação dos principais indicadores técnico-econômicos do projeto de hidrogênio verde em Patos de Minas/MG (Industrial).

4.2.1.3 Setor Agropecuário

O setor agropecuário é um dos pilares da economia de Minas Gerais, respondendo por cerca de 22% do PIB estadual. Em 2022, o setor contribuiu com aproximadamente R\$205 bilhões Agência Minas (2024) e, em 2023, atingiu R\$228 bilhões, evidenciando seu expressivo crescimento. No âmbito das exportações, os principais segmentos foram: o complexo cafeeiro (43,7%), seguido pelo complexo soja (22,1%), setor sucroenergético (14,3%), carnes (8,9%) e produtos florestais (6,7%) Sistema FAEMG (2024).

No cenário nacional, o consumo energético do setor agropecuário atingiu 14.041 mil tep em 2023, com o óleo diesel sendo o principal insumo (6.868 mil tep), seguido por lenha (3.379 mil tep) e eletricidade (2.905 mil tep). Considerando que Minas Gerais representa,

4.2. RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DOS PROJETOS COM HOMER PRO

em média, 11,25% do consumo energético do setor (conforme Exame (2023) e Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (2024)), estima-se que o consumo de óleo diesel no estado seja de aproximadamente 762,65 mil tep. Utilizando o poder calorífico inferior do diesel (44 MJ/kg) e a conversão de 1 tep = 41.868 MJ Units Converters (2025), a demanda de hidrogênio verde necessária para substituir o diesel é estimada em cerca de 267 mil toneladas anuais.

Para atender a essa demanda, propõe-se a instalação de plantas de hidrogênio verde em municípios estratégicos para o agronegócio. A produção seria distribuída da seguinte forma: Unaí suprirá 50% da demanda (133,5 mil toneladas/ano) e Patos de Minas e Montes Claros, 25% cada (66,75 mil toneladas/ano).

Os parâmetros técnicos e econômicos foram configurados no HOMER Pro, adotando uma taxa de juros de 11,21%, inflação de 4%, déficit de capacidade anual de 4% e vida útil de 25 anos (conforme Seção 3.3.2). Em termos ambientais, a substituição do óleo diesel – responsável por cerca de 2,25 milhões de toneladas de CO_{2eq} por ano – pelo hidrogênio verde (estimado em aproximadamente 801 mil toneladas de CO_{2eq}) resultaria em uma redução de emissões na ordem de 1,45 milhão de toneladas de CO_{2eq} , ou 64%.

Embora a análise técnica aponte um significativo potencial de redução de emissões com a transição para o hidrogênio verde, os elevados investimentos – quando comparados aos PIBs municipais – reforçam os desafios financeiros. Nesse contexto, mecanismos de financiamento, como parcerias público-privadas e incentivos governamentais, são essenciais para viabilizar os projetos. Além disso, é importante monitorar as incertezas associadas aos custos e à evolução tecnológica, que podem impactar as projeções econômicas.

A Tabela 4.4 apresenta o resumo dos resultados dos empreendimentos de hidrogênio verde para o setor agropecuário de Minas Gerais.

4.2.1.4 Setor de Transportes

O setor de transportes é um dos maiores consumidores de combustíveis fósseis do Brasil, representando aproximadamente 33% do consumo total de energia, conforme o Relatório Síntese do BEN 2024 EPE (2024a). Em 2023, o consumo nacional combinado de diesel e gasolina atingiu 93,3 Mtep, sendo que o diesel corresponde a 43,4% e a gasolina a 27,8%. Diante desse cenário, a transição para o hidrogênio verde – visando substituir os combustíveis empregados em frotas de ônibus, caminhões e automóveis de passagei-

4.2. RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DOS PROJETOS COM HOMER PRO

Parâmetro	Unaí (Agro)	Montes Claros (Agro)	Patos de Minas (Agro)
NPC (US\$ bilhões)	16,6	8,14–8,18	8,32–8,36
CAPEX (US\$ bilhões)	10,4	5,13	5,24
OPEX (US\$ bilhões)	0,524	0,257	0,263
Capacidade FV (GW)	8,215	4,606	4,157
Área requerida (km ²)	43,7	24,5	22,1
LCOH (US\$/kg)	10,9	10,5	10,9
VP Receitas (US\$ bilhões)	12,1	5,81	6,03
VPL Real (US\$ bilhões)	-4,5	-2,33	-2,29
ROI Real (%)	-27,1	-28,6	-27,5
Preço Mínimo de Venda (US\$/kg)	14,99	14,7	15,03

Tabela 4.4 – Comparação dos principais indicadores técnico-econômicos dos projetos de hidrogênio verde no setor agropecuário em Unaí, Montes Claros e Patos de Minas/MG.

ros – configura-se como uma alternativa estratégica para reduzir emissões e diminuir a dependência de combustíveis fósseis.

Para estimar o consumo no estado de Minas Gerais, foram utilizados os dados do BEN 2024 EPE (2024b). Em 2023, o consumo nacional foi de aproximadamente 40,5 milhões tep de diesel e 25,9 milhões tep de gasolina. Segundo dados de SENATRAN (2024) e IBGE (2024a), Minas Gerais possuía, em 2024, cerca de 13,9 milhões de veículos, dos quais 7,4 milhões são automóveis de passageiros (53%), 400 mil caminhões (3%) e 94 mil ônibus (1%). Considerando que o estado responde por cerca de 11,2% do consumo nacional, estima-se que o consumo estadual seja de aproximadamente 4,5 milhões tep de diesel e 2,9 milhões tep de gasolina. Focando na fração de veículos de transporte de passageiros – que representa cerca de 57% do consumo energético do setor em Minas Gerais – o consumo é estimado em 2,57 milhões tep de diesel e 1,65 milhões tep de gasolina.

Utilizando as equivalências energéticas (1 tep = 41.868 MJ Units Converters (2025)), o poder calorífico inferior do diesel (44 MJ/kg) e da gasolina (45 MJ/kg), e considerando o poder calorífico do hidrogênio verde de 120 MJ/kg, estima-se a necessidade de 897 mil toneladas de hidrogênio verde para substituir o diesel e 576 mil toneladas para substituir a gasolina. Assim, o setor de transportes mineiro demandaria, ao todo, 1,473 milhão de toneladas de hidrogênio verde anualmente. Com base nas análises dos potenciais municipais, propõe-se a instalação de um empreendimento em cada uma das seis cidades estratégicas, cada qual responsável por 16% da demanda estadual (235.680 toneladas/ano).

Os parâmetros técnicos e econômicos dos equipamentos foram inseridos no software

4.2. RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DOS PROJETOS COM HOMER PRO

HOMER Pro, utilizando uma taxa de juros de 13,23%, inflação de 4%, penalidade de 5% pela falta de capacidade anual e um horizonte de 25 anos (conforme Seção 3.3.2). A avaliação do potencial de mitigação de emissões indicou que, para os 2,57 milhões tep de diesel e 1,65 milhões tep de gasolina consumidos – equivalentes a aproximadamente 2,45 milhões de toneladas de diesel e 1,54 milhões de toneladas de gasolina –, as emissões anuais seriam de 7,6 milhões de toneladas de CO_{2eq} (diesel) e 4,28 milhões de toneladas de CO_{2eq} (gasolina), totalizando 11,88 milhões de toneladas de CO_{2eq} . Em contrapartida, a produção de hidrogênio verde, com um fator de emissão de 3,0 kg CO_{2eq} por kg, implicaria emissões de 4,42 milhões de toneladas, representando uma redução de aproximadamente 7,46 milhões de toneladas (cerca de 63%).

A Tabela 4.5 apresenta o resumo dos resultados dos empreendimentos de hidrogênio verde para o setor de transportes de Minas Gerais.

Parâmetro	Januária	Montes Claros	Patos de Minas	Pirapora	São Francisco	Unaí
NPC (US\$ bilhões)	25,8–25,9	25,9–26,1	26,6–26,7	25,9–26,1	25,7–25,8	26,2–26,4
CAPEX (US\$ bilhões)	17,2	17,3	17,7	17,3	17,1	17,5
OPEX (US\$ bilhões)	0,864	0,869	0,891	0,870	0,862	0,880
Capacidade FV (GW)	16,979	16,45	16,979	17,510	17,333	17,950
Área requerida (km ²)	90,37	87,55	90,37	93,2	92,25	95,5
LCOH (US\$/kg)	11,4	11,4	11,8	11,4	11,4	11,7
VP Receitas (US\$ bilhões)	19,4	19,4	20,1	19,4	19,4	19,9
VPL Real (US\$ bilhões)	-6,4	-6,5	-6,5	-6,5	-6,3	-6,3
ROI Real (%)	-24,8	-25,1	-24,4	-25,1	-24,5	-24,1
Preço Mínimo de Venda (US\$/kg)	15,16	15,22	15,63	15,22	15,1	15,4

Tabela 4.5 – Comparação dos principais indicadores técnico-econômicos dos projetos de hidrogênio verde no setor de transportes em Januária, Montes Claros, Patos de Minas, Pirapora, São Francisco e Unaí/MG.

4.2.1.5 Sumário Hidrogênio Verde – Minas Gerais

Minas Gerais apresenta o maior potencial de descarbonização na região Centro-Oeste/Sudeste, embora enfrente custos de produção 42% superiores à média nacional, conforme detalhado adiante. A Tabela 4.6 sintetiza este paradoxo: enquanto a robusta base industrial impulsiona a demanda por hidrogênio verde, desafios geográficos e logísticos elevam os custos de implantação, criando tensões entre eficiência econômica e equidade energética.

A análise dos dados revela que o setor de transportes lidera a demanda por hidrogênio, respondendo por 1.473.000 t/ano (49,6% da demanda total), reflexo direto da segunda maior frota veicular do país, com mais de 7,37 milhões de unidades (Transportes, 2024). Do ponto de vista ambiental, a mitigação projetada de 19,65 MtCO₂e equivale a 53,25%

4.2. RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DOS PROJETOS COM HOMER PRO

Setor	H ₂ verde (t/ano)	Mitigação CO ₂ (t/ano)	Custo Total (US\$ bi)	LCOH (US\$/kg)	Preço Mínimo (US\$/kg)
Industrial (Metalúrgico)	1 140 000	9 450 000	10,98	9,63–9,69	13,61–13,67
Industrial (Amônia)	91 863	1 294 400	7,60	9,92	14,06
Agropecuário	267 000	1 450 000	33,06	10,50–10,90	14,70–15,03
Transportes	1 473 000	7 460 000	156,10	11,40–11,80	15,10–15,63
Total	2.971.863	19.654.400	207,74	9,63–11,80	13,61–15,63

Tabela 4.6 – Indicadores estratégicos para implantação do hidrogênio verde em Minas Gerais. Valores refletem variações geoeconômicas regionais.

das emissões energéticas de Minas Gerais em 2023 (SEEG, 2025a). Contudo, a distribuição territorial dessa redução suscita importantes questões de justiça climática, especialmente quando contrastada com as disparidades socioambientais regionais.

No setor industrial, principal beneficiário das reduções (48% da mitigação total), observa-se a acentuada vulnerabilidade do Vale do Aço. Enquanto Ipatinga e Timóteo apresentam Índices de Desenvolvimento Humano Municipal (IDHM) de 0,771 e 0,770, respectivamente, municípios como Imbé de Minas registram apenas 0,553 (Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), 2023; Secretaria de Estado de Cultura e Turismo de Minas Gerais (SECULT-MG), 2025). Esse gradiente evidencia um legado de injustiças: a expansão da monocultura de eucalipto por grupos siderúrgicos — Aperam BioEnergia, Plantar e Vallourec — intensificou conflitos fundiários, crise hídrica no Vale do Jequitinhonha e degradação ambiental (Fundação Oswaldo Cruz (Fiocruz), 2025). Além disso, processos siderúrgicos tradicionais comprometem a qualidade do ar, como demonstrado em Sete Lagoas, agravando problemas de saúde pública em regiões já marcadas por violência estrutural (JACOMINO *et al.*, 2009).

A transição para o hidrogênio verde apresenta um duplo benefício: reduz as emissões de gases de efeito estufa — incluindo metano e monóxido/dióxido de carbono (KAZI *et al.*, 2021; OLABI *et al.*, 2023) — e atenua externalidades locais históricas, transformando áreas de sacrifício em polos de reconversão industrial justa. A transição para hidrogênio verde no Vale do Aço, então, poderá mitigar externalidades históricas: emissões atmosféricas associadas a doenças respiratórias em Ipatinga seriam reduzidas, beneficiando comunidades vizinhas a siderúrgicas que hoje suportam 73% da poluição industrial estadual (JACOMINO *et al.*, 2009). Contudo, o preço mínimo viável (US\$13,61–15,63/kg) exige subsídios seletivos para evitar exclusão de agricultores familiares.

No transporte, estudos indicam que veículos a célula a combustível de hidrogênio verde (HFCEVs) poderão melhorar significativamente a qualidade do ar. Como exem-

4.2. RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DOS PROJETOS COM HOMER PRO

plu disto, um estudo realizado em regiões afastadas dos centros emissores da Califórnia (EUA) (MAC KINNON *et al.*, 2016), a penetração de HFCEVs até 2055 tem o potencial de reduzir ozônio ao nível do solo e amplia benefícios para áreas vizinhas e não só em comunidades locais a aplicação do hidrogênio verde (MNEIMNEH *et al.*, 2023).

Economicamente, os preços mínimos viáveis de hidrogênio verde para o estado variam entre US\$ 13,61 e 15,63/kg — 18–29% abaixo da média global, mas ainda 22% acima dos custos no Nordeste brasileiro (Freire Ordóñez *et al.*, 2023). Essa disparidade requer mecanismos compensatórios para evitar onerar excessivamente as comunidades mais pobres e garantir equidade no acesso à tecnologia. O investimento estimado de US\$ 207,74 bilhões — superior ao PIB mineiro de 2023 (Minas Gerais, 2023) — demanda modelos financeiros inovadores, como créditos de carbono associados à amortização de IRPJ (Lei 15.042/2024) (Brasil, 2024b) e incentivos previstos na Lei 14.948/2024 (Brasil, 2024a), que institui o Mercado Regulado de Carbono e o Regime Especial de Incentivos (Rehidro) e benefícios fiscais por cinco anos para projetos alinhados a critérios de conteúdo nacional e P&D relacionados ao mercado de baixa emissão de carbono, fomentando a transição energética, competitividade internacional e geração de empregos no país.

Para assegurar que ganhos técnicos revertam em progresso social, propõe-se a aplicação de mecanismos de repartição, inspirados na “Tarifa Social de Energia Elétrica”, que concede descontos de 10 a 65% às famílias de baixa renda cadastradas no CadÚnico ou beneficiárias do BPC (Ministério da Cidadania, 2025). No contexto do hidrogênio, tal modelo pode subsidiar o fornecimento de energia limpa às comunidades vizinhas aos empreendimentos. Ademais, a iniciativa H₂ Minas, que visa qualificar 4.200 profissionais até 2027 (Brasil, A., 2024), deve priorizar grupos vulneráveis e as comunidades locais aos empreendimentos, garantindo que os 18.700 empregos diretos projetados até 2030 ofereçam condições de trabalho dignas e impacte de forma positiva a sociedade (MME, 2024).

Em síntese, Minas Gerais emerge como laboratório para inovações tecnológicas e de governança justa diante dos US\$ 200 bilhões em investimentos nacionais até 2045 (Company, 2024) e do potencial de reduzir 38% das emissões industriais. A transição energética com hidrogênio verde pode articular eficiência e equidade, promovendo um desenvolvimento sustentável que concilie aspectos ambientais, sociais e econômicos.

4.2. RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DOS PROJETOS COM HOMER PRO

4.2.2 Projetos Eólicos - Rio Grande do Sul

Nesta seção são apresentados os resultados da otimização dos projetos eólicos para o Rio Grande do Sul, utilizando o software HOMER Pro. Serão detalhadas as quantidades de hidrogênio a serem produzidas, as combinações de equipamentos e as estratégias operacionais adotadas para maximizar a eficiência dos sistemas, com ênfase na viabilidade técnica e econômica das configurações propostas.

4.2.2.1 Setor Industrial - Metalurgia

O segmento metalúrgico é um dos pilares da indústria brasileira, e o Rio Grande do Sul desempenha um papel estratégico nesse contexto. Em 2022, o PIB industrial gaúcho atingiu R\$138,5 bilhões, representando 6% do total nacional, conforme dados de Confederação Nacional da Indústria (2024). O estado abriga aproximadamente 9% das indústrias do país (cerca de 52 mil empresas), e as exportações industriais superaram US\$9,5 bilhões em 2022, com destaque para os setores alimentício (34%) e de construção (13,6%).

No segmento metalúrgico, o Rio Grande do Sul ocupa a terceira posição nacional, atrás apenas de São Paulo e Minas Gerais (Estado do Rio Grande do Sul, 2024b). Embora haja sinais de desaceleração na última década, o estado contribuiu com cerca de R\$121 bilhões para o PIB industrial nacional em 2021 (aproximadamente 6% do total) Estado do Rio Grande do Sul (2024d).

Utilizando os dados do Balanço Energético Nacional (BEN) de 2024 (EPE, 2024b) – referentes a 2023 – e considerando que o setor metalúrgico responde por 6% do consumo nacional, estima-se que o consumo no Rio Grande do Sul tenha sido de aproximadamente 78.360 tep de gás natural, 69.300 tep de gás de coqueria e 396.840 tep de coque de carvão. Com base nos poderes caloríficos (48 MJ/kg para o gás natural, 28 MJ/kg para o gás de coqueria e 20 MJ/kg para o coque de carvão) e na equivalência de 1 tep = 41.868 MJ (Units Converters, 2025), determinou-se que seriam necessárias:

- 27,4 mil toneladas de hidrogênio verde para substituir o gás natural;
- 24,2 mil toneladas para o gás de coqueria;
- 138,5 mil toneladas para o coque de carvão.

4.2. RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DOS PROJETOS COM HOMER PRO

Assim, o setor metalúrgico do estado demandaria cerca de 190,1 mil toneladas de hidrogênio verde anualmente.

Dados de Estado do Rio Grande do Sul (2024b) indicam que Caxias do Sul concentra 17% dos estabelecimentos do segmento. Considerando os potenciais eólicos dos municípios e a proximidade dos principais polos industriais, propõe-se a instalação de um empreendimento em Caxias do Sul para suprir essa demanda.

No aspecto ambiental, as emissões convencionais em 2023 foram estimadas em:

- 1,62 milhões de toneladas de CO₂ equivalente para o gás natural;
- 285 mil toneladas para o gás de coqueria;
- 1,66 milhões de toneladas para o coque de carvão;

totalizando 3,57 milhões de toneladas de CO₂ equivalente. Com o uso de hidrogênio verde – cujo fator de emissão é de 3,0 kg CO₂e por kg produzido – as emissões seriam reduzidas para 570,3 mil toneladas, representando uma mitigação superior a 84%.

A Tabela 4.7 apresenta o resumo dos resultados dos empreendimentos de hidrogênio verde para o setor industrial siderúrgico do Rio Grande do Sul.

Parâmetro	Valor
NPC (US\$ bilhões)	23,8–24,0
CAPEX (US\$ bilhões)	14,9
OPEX (US\$ bilhões)	0,63
Capacidade Eólica (GW)	7,026
Área requerida (km ²)	108,83
LCOH (US\$/kg)	9,12
VP Receitas (US\$ bilhões)	16,8
VPL Real (US\$ bilhões)	–7,0
ROI Real (%)	–29,4
Preço Mínimo (US\$/kg)	12,94

Tabela 4.7 – Resumo do projeto de hidrogênio verde – Caxias do Sul/RS (Metalúrgico)

4.2. RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DOS PROJETOS COM HOMER PRO

4.2.2.2 Setor Industrial - Indústria Química

Apesar de o Rio Grande do Sul não apresentar, atualmente, uma produção expressiva de amônia ou fertilizantes, o setor químico possui potencial estratégico para reduzir a dependência de importações. Dados de Confederação Nacional da Indústria (2024) indicam que o estado concentra cerca de 7% das indústrias químicas do Brasil. Um projeto firmado entre a Universidade de Passo Fundo (UPF) e a empresa Begreen prevê a produção de 2 mil toneladas/ano de amônia verde, com início previsto para julho de 2025 Sustentabilidade (2023).

Além disso, a importação de fertilizantes nitrogenados é significativa, com cerca de 3,3 milhões de toneladas chegando aos portos gaúchos em 2021 Agrolink (2024). Para suprir essa demanda, a produção interna de amônia torna-se necessária. Segundo India (2024), para produzir 1 tonelada de ureia são necessários aproximadamente 570 kg de amônia, e conforme Rivarolo *et al.* (2019), a produção de 1 tonelada de amônia requer cerca de 177 kg de hidrogênio. Assim, para uma planta destinada à produção de 3,3 milhões de toneladas de ureia, seriam necessárias cerca de 1,88 milhões de toneladas de amônia, implicando aproximadamente 333 mil toneladas de hidrogênio verde.

Considerando os potenciais eólicos dos municípios analisados e a proximidade do principal porto de importação de fertilizantes (Porto de Rio Grande) (Agricultura e Pecuária, 2024), propõe-se a instalação de empreendimentos em três cidades: Pelotas, Bagé e Sant’Ana do Livramento, cada qual responsável por produzir 111 mil toneladas/ano de hidrogênio verde.

A modelagem técnica e econômica foi realizada no HOMER Pro, utilizando os mesmos parâmetros adotados para o setor industrial (taxa de juros de 9,19%, inflação de 4% e vida útil de 25 anos, conforme Seção 3.3.2). A adoção do hidrogênio verde reduziria significativamente as emissões, uma vez que a produção convencional de amônia emite cerca de 3 toneladas de CO₂ equivalente por tonelada, totalizando 5,64 milhões de toneladas para suprir a demanda, enquanto com hidrogênio verde as emissões seriam próximas a 1 milhão de toneladas – uma mitigação de aproximadamente 70% (cerca de 2,3 milhões de toneladas).

Apesar do potencial estratégico, os desafios econômicos se evidenciam pela alta magnitude dos investimentos necessários, reforçando a necessidade de incentivos governamentais

4.2. RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DOS PROJETOS COM HOMER PRO

e parcerias público-privadas para viabilizar a produção interna de amônia.

A Tabela 4.8 apresenta o resumo dos resultados dos empreendimentos de hidrogênio verde para o setor industrial químico do Rio Grande do Sul.

Parâmetro	Bagé (Amônia)	Pelotas (Amônia)	Sant'Ana do Livramento (Amônia)
NPC (US\$ bilhões)	8,18-8,25	8,70-8,77	8,70-8,77
CAPEX (US\$ bilhões)	4,73	5,02	4,55
OPEX (US\$ bilhões)	0,244	0,261	0,235
Capacidade Eólica (GW)	1,666	1,713	1,594
Área requerida (km ²)	25,81	26,35	24,67
LCOH (US\$/kg)	5,37	5,71	5,18
VP Receitas (US\$ bilhões)	5,77	6,13	5,56
VPL Real (US\$ bilhões)	-2,41	-2,57	-2,57
ROI Real (%)	-29,5	-29,5	-29,5
Preço Mínimo (US\$/kg)	7,61	8,10	8,10

Tabela 4.8 – Comparação dos principais indicadores técnico-econômicos dos projetos de hidrogênio verde no setor de amônia em Bagé, Pelotas e Sant'Ana do Livramento/RS.

4.2.2.3 Setor Agropecuário

O setor agropecuário é estratégico para a economia do Rio Grande do Sul, contribuindo significativamente para o PIB estadual e nacional. Em 2021, o agronegócio gaúcho gerou aproximadamente R\$591 bilhões, aumentando para cerca de R\$640 bilhões em 2023, com o Valor Adicionado Bruto (VAB) representando 12,7% do total nacional (Estado do Rio Grande do Sul, 2024c). Ademais, o agronegócio foi responsável por mais de 76% das exportações do estado, com destaque para soja, arroz e frango (Estado do Rio Grande do Sul, 2024c).

No âmbito energético, o setor agropecuário brasileiro consumiu, em 2023, 14.041 mil tep, sendo o óleo diesel o principal insumo (6.868 mil tep), seguido por lenha (3.379 mil tep) e eletricidade (2.905 mil tep) (Exame, 2023). Considerando que o Rio Grande do Sul possui uma participação aproximada de 13,0% no consumo nacional, estima-se que o estado tenha consumido cerca de 892,84 mil tep de óleo diesel. Com base no poder calorífico inferior do óleo diesel (44 MJ/kg) e na equivalência de 1 tep = 41.868 MJ (Units Converters, 2025), calcula-se que seriam necessárias aproximadamente 311,5 mil toneladas de hidrogênio verde para substituir o diesel no setor agropecuário gaúcho.

A análise espacial, por meio de ferramentas de geoprocessamento, identificou três clusters estratégicos, considerando o potencial eólico e a relevância do agronegócio:

4.2. RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DOS PROJETOS COM HOMER PRO

- **Santa Maria/Santiago:** próximos a Tupanciretã (VAB de R\$450,7 milhões);
- **Soledade:** vizinha a Palmeira das Missões (VAB de R\$477,68 milhões);
- **Caxias do Sul:** próxima a Vacaria (VAB de R\$444,6 milhões) (UFSM, 2022).

Propõe-se a seguinte distribuição da produção de hidrogênio verde: 60% da demanda (186,9 mil toneladas anuais) será atendida pelo cluster Santa Maria/Santiago (30% para cada cidade – 93,45 mil toneladas cada), enquanto Soledade e Caxias do Sul responderão, cada um, por 20% (62,3 mil toneladas anuais).

No aspecto ambiental, o consumo de óleo diesel no setor agropecuário gaúcho, estimado em 892,84 mil tep, corresponde a cerca de 1,05 bilhões de litros (considerando 0,85 kg/l e fator de emissão de 2,68 kgCO₂/litro) – resultando em aproximadamente 2,81 milhões de toneladas de CO₂ equivalente. Com a substituição pelo hidrogênio verde (fator de 3,0 kgCO₂/kg), as emissões seriam reduzidas para cerca de 934,5 mil toneladas de CO₂, representando uma queda superior a 67%.

A implementação de unidades de produção de hidrogênio verde no setor agropecuário apresenta um enorme potencial de mitigação de emissões e descarbonização. Contudo, os elevados investimentos necessários – que, em alguns casos, correspondem a múltiplos do PIB municipal – evidenciam a imprescindibilidade de mecanismos de financiamento, como parcerias público-privadas e incentivos governamentais.

A Tabela 4.9 apresenta o resumo dos resultados dos empreendimentos de hidrogênio verde para o setor agropecuário do Rio Grande do Sul.

Parâmetro	Santa Maria (Agro)	Santiago (Agro)	Soledade (Agro)	Caxias do Sul (Agro)
NPC (US\$ bi)	6,79–6,85	6,64–6,69	4,38–4,44	7,12–7,14
CAPEX (US\$ bi)	4,27	4,16	2,76	4,62
OPEX (US\$ bi)	0,215	0,211	0,139	0,213
Capacidade Eólica (GW)	1,58	1,51	0,981	0,981
Área requerida (km ²)	24,50	23,35	15,20	29,40
LCOH (US\$/kg)	6,23	6,08	6,12	9,98
VP Receitas (US\$ bi)	4,83	4,71	3,21	5,23
VPL Real (US\$ bi)	-1,96	-1,93	-1,17	-1,89
ROI Real (%)	-28,90	-29,00	-26,70	-26,60
Preço Mínimo (US\$/kg)	8,76	8,56	8,35	13,58

Tabela 4.9 – Comparação dos principais indicadores técnico-econômicos dos projetos de hidrogênio verde no setor agropecuário em Santa Maria, Santiago, Soledade e Caxias do Sul/RS.

4.2. RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DOS PROJETOS COM HOMER PRO

4.2.2.4 Setor de Transportes

O setor de transportes é um dos maiores consumidores de combustíveis fósseis no Brasil, representando aproximadamente 33% do consumo total de energia, conforme o Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional (BEN) de 2024 (EPE, 2024a). Em 2023, o consumo combinado de diesel e gasolina atingiu 93,3 Mtep, dos quais:

- Diesel: 43,4%;
- Gasolina: 27,8%.

Diante desse cenário, a transição para o hidrogênio verde — especialmente na substituição dos combustíveis utilizados em frotas de ônibus, caminhões e automóveis — revela-se uma estratégia promissora para reduzir as emissões e diminuir a dependência dos insumos fósseis.

Para o estado do Rio Grande do Sul, adota-se uma abordagem proporcional com base na frota de veículos. Segundo dados de Transportes (2024), a frota gaúcha em 2024 totaliza mais de 8,3 milhões de veículos, distribuídos da seguinte forma:

- Automóveis de passageiros: 4,9 milhões (59%);
- Caminhões: 258 mil (3,1%);
- Ônibus: 44 mil (0,5%).

Considerando que o estado responde por cerca de 6,7% do consumo nacional de combustíveis e, com base no BEN 2024 (EPE, 2024b) — que aponta um consumo nacional de 40,5 milhões de tep de óleo diesel e 25,9 milhões de tep de gasolina em 2023 —, estima-se que:

- Consumo de diesel no RS: aproximadamente 2,71 milhões de tep;
- Consumo de gasolina no RS: aproximadamente 1,74 milhões de tep.

Como o foco desta análise recai sobre os veículos de transporte de passageiros — que correspondem a cerca de 63% do consumo energético do setor — estima-se que essa fração consuma:

- 1,71 milhões de tep de diesel;

4.2. RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DOS PROJETOS COM HOMER PRO

- 1,09 milhões de tep de gasolina.

Utilizando os poderes caloríficos inferiores (44 MJ/kg para o diesel e 45 MJ/kg para a gasolina) e a equivalência de 1 tep = 41.868 MJ (Units Converters, 2025), o total de energia consumida foi convertido e, dividindo-se pelo poder calorífico do hidrogênio verde (120 MJ/kg), estima-se a necessidade de:

- 597 mil toneladas de hidrogênio verde para substituir o diesel;
- 380 mil toneladas para substituir a gasolina.

Assim, o setor de transportes gaúcho demandaria aproximadamente 977 mil toneladas de hidrogênio verde por ano.

Com base em análises setoriais e considerando o potencial regional, propõe-se a implementação de projetos eólicos para alimentar plantas de hidrogênio verde em três cidades estratégicas: Pelotas, Santa Maria e Bagé. Cada município seria responsável por cerca de 33% da demanda estadual (aproximadamente 325,7 mil toneladas/ano). A escolha desses municípios deve-se à disponibilidade de áreas para instalação dos projetos:

- Pelotas: 1.212 km²;
- Santa Maria: 1.539 km²;
- Bagé: 1.222 km².

Do ponto de vista ambiental, a substituição dos combustíveis fósseis reduziria significativamente as emissões. Em 2023, o setor de transportes gaúcho consumiu aproximadamente:

- 1,63 milhões de toneladas de óleo diesel;
- 1,01 milhão de toneladas de gasolina.

Utilizando os fatores de emissão (2,68 kgCO₂/litro para o diesel — considerando 0,85 kg/l — e 2,36 kgCO₂/litro para a gasolina — considerando 0,715 kg/l), estima-se que o consumo tenha gerado cerca de 5,14 milhões de toneladas de CO_{2e} (diesel) e 3,33 milhões de toneladas de CO_{2e} (gasolina), totalizando 8,47 milhões de toneladas de CO_{2e}. Ao adotar o hidrogênio verde (que emite 3,0 kgCO₂ por kg produzido), as emissões seriam

4.2. RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DOS PROJETOS COM HOMER PRO

reduzidas para 2,93 milhões de toneladas de CO_{2e} para os 977 mil toneladas produzidas. Assim, a substituição resultaria em uma redução de aproximadamente 5,54 milhões de toneladas de CO_{2e} – uma diminuição superior a 64%.

Conforme os dados apresentados nas seções subsequentes, a substituição dos combustíveis fósseis pelo hidrogênio verde no setor de transportes do Rio Grande do Sul pode reduzir as emissões em cerca de 5,54 milhões de toneladas de CO_{2e} (redução superior a 64%). Contudo, os projetos otimizados, embora tecnicamente viáveis, demandam investimentos que ultrapassam múltiplos do PIB local em cada município, reforçando a necessidade de incentivos governamentais e financiamentos externos para viabilizar a transição energética.

A Tabela 4.10 apresenta o resumo dos resultados dos empreendimentos de hidrogênio verde para o setor de transportes do Rio Grande do Sul.

Parâmetro	Pelotas (Transportes)	Santa Maria (Transportes)	Bagé (Transportes)
NPC (US\$ bi)	21,0–21,2	22,0–22,2	20,8–20,9
CAPEX (US\$ bi)	13,8	14,6	14,6
OPEX (US\$ bi)	0,726	0,744	0,744
Capacidade Eólica (GW)	4,80	5,30	5,00
Área requerida (km ²)	70,75	82,30	77,80
LCOH (US\$/kg)	6,74	7,08	6,68
VP Receitas (US\$ bi)	15,85	16,65	15,71
VPL Real (US\$ bi)	-5,15	-5,35	-5,09
ROI Real (%)	-24,5	-24,3	-24,5
Preço Mínimo (US\$/kg)	8,93	9,35	8,84

Tabela 4.10 – Comparação dos principais indicadores técnico-econômicos dos projetos de hidrogênio verde no setor de transportes em Pelotas, Santa Maria e Bagé/RS.

4.2.2.5 Sumário Hidrogênio Verde – Rio Grande do Sul

O Rio Grande do Sul consolida-se como polo estratégico para o hidrogênio verde no Cone Sul, combinando demanda industrial robusta, infraestrutura logística avançada e compromissos com transição energética justa, conforme estabelecido na estratégia estadual de descarbonização (Governo do Estado do Rio Grande do Sul, 2024). A Tabela 4.11 sintetiza os indicadores desta transição, revelando oportunidades para incorporar princípios de equidade energética.

A análise dos dados confirma a predominância do setor de transportes no Rio Grande do Sul, responsável por 977.000 toneladas anuais de hidrogênio verde (54% da demanda total), reflexo direto da segunda maior frota rodoviária do país com 4,2 milhões de veícu-

4.2. RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DOS PROJETOS COM HOMER PRO

Setor	H ₂ verde (t/ano)	Mitigação CO ₂ (t/ano)	Custo Total (US\$ bi)	LCOH (US\$/kg)	Preço Mínimo (US\$/kg)
Industrial (Metalúrgico)	190 100	3 000 000	23,80	9,12	12,94
Industrial (Amônia)	333 000	2 300 000	24,74	5,18–5,71	7,61–8,10
Agropecuário	311 500	1 875 000	24,93	6,08–9,98	8,35–13,58
Transportes	977 000	4 947 000	63,80	6,68–7,08	8,84–9,35
Total	1.811.600	12.122.000	137,27	5,18–9,98	7,61–13,58

Tabela 4.11 – Indicadores estratégicos para implantação do hidrogênio verde no Rio Grande do Sul.

los (SEEG, 2025d). Ambientalmente, a mitigação projetada de 12,12 milhões de toneladas de CO₂ equivale a 49,75% das emissões energéticas estaduais em 2023, contudo sua efetividade social depende da priorização de regiões industrialmente sobrecarregadas. O Polo Petroquímico de Triunfo emerge como área crítica para aplicação dos princípios de justiça climática estadual (Governo do Estado do Rio Grande do Sul, 2024), considerando seu histórico de externalidades ambientais, como conflitos ambientais, fundiários e poluição da água e do ar (Araçarã, 2025; PEREIRA; RIBEIRO, 2021), comparável ao documentado em estudos sobre poluição industrial em Minas Gerais (JACOMINO *et al.*, 2009).

Economicamente, os preços mínimos viáveis entre US\$7,61–13,58/kg, embora 27–38% inferiores à média global (Freire Ordóñez *et al.*, 2023), revelam disparidades setoriais preocupantes. Esta variação pode marginalizar pequenos produtores rurais, exigindo mecanismos compensatórios robustos. Para tanto, recomenda-se que títulos verdes lastreados em créditos de carbono, nos moldes da Lei Federal 14.948/2024 (Brasil, 2024a), destinem 20% dos recursos a comunidades impactadas, enquanto a isenção de ICMS proposta pela Secretaria da Fazenda de Minas Gerais (2024), também seja aplicada ao estado, condicionada à geração de empregos locais qualificados, evitando replicar padrões excludentes observados em projetos renováveis do Nordeste (PEREIRA; VITAL; FONSECA, 2024).

As vantagens competitivas do estado, particularmente seu potencial eólico offshore de 23 GW (Company, 2024) e matriz elétrica 86% renovável, sustentam a estratégia do “Hub Hidrogênio Sul”. Contudo, sua implementação requer salvaguardas contra dinâmicas extrativistas. O programa H2RS Formação, que qualificará 3.000 técnicos anualmente (Estado do Rio Grande do Sul, 2024a), deve incorporar o modelo inclusivo do SENAI-H2Brasil (Brasil, A., 2024), com prioridade para egressos de regiões carboníferas em transição. Paralelamente, a certificação gaúcha de hidrogênio renovável precisa integrar indicadores de equidade socioambiental para validar seu prêmio de mercado de 12–15% (Governo do Estado do Rio Grande do Sul, 2024), assegurando que vantagens

4.2. RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DOS PROJETOS COM HOMER PRO

econômicas convertam-se em benefícios tangíveis para populações locais.

Projeções de 14.500 empregos diretos até 2030 (MME, 2024) serão socialmente justas somente mediante a implementação de planos de carreira com remuneração consistente com a média setorial e efetiva participação comunitária nos conselhos gestores. Esta abordagem permitiria ao estado capitalizar sua posição estratégica no Mercosul e capacidade portuária alta, considerando a infraestrutura existente como do Porto Rio Grande (Sauer Brasil, 2025), transformando o Polo de Triunfo – simbolicamente uma “zona de sacrifício” – em polo de reconversão industrial justa. Desta forma, o Rio Grande do Sul pode transcender seu papel de hub exportador para o mercado latino-americano de 4 milhões de toneladas/ano (Company, 2024), consolidando-se como referência em governança energética ética e inclusiva.

4.2.3 Projetos Híbridos - Piauí

Esta seção apresenta os resultados da otimização dos projetos híbridos (energia solar e eólica) para a produção de hidrogênio verde no estado do Piauí, utilizando o software HOMER Pro. Assim como nos modelos adotados para o Rio Grande do Sul e Minas Gerais, os projetos analisados contemplam a substituição de combustíveis fósseis por hidrogênio verde em setores estratégicos. No Piauí, as condições climáticas favorecem a combinação dos recursos solar e eólico, permitindo a implantação de sistemas híbridos que maximizam a eficiência energética. A seguir, são apresentadas as análises dos setores.

4.2.3.1 Setor Industrial - Metalurgia

O setor industrial é um dos pilares da economia nacional, embora a base industrial do Piauí seja consideravelmente menor em comparação a estados como o Rio Grande do Sul e Minas Gerais. Em 2022, o PIB industrial do Piauí alcançou R\$ 10,2 bilhões, correspondendo a apenas 0,4% do total nacional (Indústria, P. da, 2024a). O estado abriga aproximadamente 1% das indústrias do Brasil, totalizando cerca de 5.700 empresas ativas. No contexto estadual, a indústria representa 15,6% do PIB, ficando atrás dos setores de construção (36,6%) e de alimentos (17,0%).

Para estimar o consumo de combustíveis fósseis no setor metalúrgico do Piauí, utilizou-se o Balanço Energético Nacional (BEN) de 2024 (EPE, 2024b) com dados de 2023. Considerando que o setor metalúrgico piauiense representa 0,4% do segmento nacional (In-

4.2. RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DOS PROJETOS COM HOMER PRO

dústria, P. da, 2024a), a análise focou no subsetor de ferro-gusa e aço. Embora os dados possuam certa defasagem temporal, o perfil energético do estado manteve-se relativamente estável, justificando o uso dessa proporção para as estimativas.

O hidrogênio verde desponta como alternativa promissora para substituir combustíveis fósseis (gás natural, coque e gás de coqueria) nos processos industriais, notadamente na rota DRI-EAF (Redução Direta de Ferro com Forno Elétrico a Arco) (Qiu *et al.*, 2024). De acordo com o BEN 2024, os consumos energéticos em 2023 foram: 1.306.000 tep de gás natural, 1.155.000 tep de gás de coqueria e 6.614.000 tep de coque de carvão. Aplicando a proporção de 0,4% para o Piauí, estima-se um consumo estadual de 5.224 tep de gás natural, 4.460 tep de gás de coqueria e 26.456 tep de coque de carvão.

Utilizando os poderes caloríficos de 48 MJ/kg (gás natural), 28 MJ/kg (gás de coqueria) e 20 MJ/kg (coque de carvão) apresentados na Seções 3.6 e a conversão de 1 tep = 41.868 MJ (Units Converters, 2025), e considerando o poder calorífico do hidrogênio verde (120 MJ/kg), os cálculos indicam a necessidade de:

- 1.822 toneladas de hidrogênio para substituir o gás natural,
- 1.556 toneladas para o gás de coqueria, e
- 8.532 toneladas para o coque de carvão.

Assim, a demanda total do setor metalúrgico do Piauí seria de aproximadamente 11.910 toneladas anuais de hidrogênio verde.

Dados de Pesquisas Econômicas e Sociais do Piauí (CEPRO) (2021) apontam que a região do Vale do Rio Guaribas concentra um número relevante de empresas industriais, com destaque para o município de Picos. A análise geoespacial evidencia o potencial híbrido da região, reforçando a viabilidade de um empreendimento em Picos para atender essa demanda, dada a proximidade com os principais polos industriais do estado.

Para avaliar o impacto ambiental, calcularam-se as emissões de CO₂ associadas ao consumo energético tradicional. Em 2023, o setor metalúrgico piauiense consumiu aproximadamente:

- 4.556 toneladas de gás natural,
- 6.668 toneladas de gás de coqueria, e
- 55.382 toneladas de coque de carvão.

4.2. RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DOS PROJETOS COM HOMER PRO

Utilizando os fatores de emissão descritos na Seção 3.6, estimaram-se emissões de aproximadamente 9.760 toneladas de CO₂ para o gás natural, 18.270 toneladas para o gás de coqueria e 110.764 toneladas para o coque de carvão, totalizando cerca de 138.794 toneladas de CO₂ equivalente.

A substituição pelo hidrogênio verde, com um fator de emissão de 3,0 kg CO₂ por kg de hidrogênio, resultaria em emissões de aproximadamente 35.730 toneladas de CO₂ para os 11.910 toneladas necessárias, promovendo uma redução de cerca de 103.064 toneladas de CO₂ – uma queda superior a 74%.

Conforme a metodologia, os parâmetros dos equipamentos foram configurados no HOMER Pro (taxa de juros de 9,19%, inflação de 4%, falta de capacidade anual de 3% e horizonte de 25 anos, conforme Seção 3.3.2).

A Tabela 4.12 apresenta o resumo dos resultados dos empreendimentos de hidrogênio verde para o setor industrial siderúrgico de Piauí.

Parâmetro	Picos/PI (Metalurgia)
NPC (US\$ bi)	1,55
CAPEX (US\$ bi)	0,911
OPEX (US\$ bi)	0,0456
Capacidade Solar (MW)	1.059
Capacidade Eólica (unidades)	3 turbinas
Área requerida (km ²)	2,0
LCOH (US\$/kg)	9,52
VP Receitas (US\$ bi)	1,09
VPL Real (US\$ bi)	-0,46
ROI Real (%)	-29,7
Preço Mínimo (US\$/kg)	13,45

Tabela 4.12 – Resumo dos principais indicadores técnico-econômicos do projeto de hidrogênio verde para o setor metalúrgico em Picos/PI.

4.2.3.2 Setor Industrial - Amônia

A produção de amônia, insumo essencial para fertilizantes nitrogenados, é estratégica para a segurança alimentar e o desenvolvimento agrícola. Embora o Piauí ainda não possua um parque industrial químico de grande porte, iniciativas estão em andamento para a implantação de unidades de produção de amônia verde. Conforme noticiado por Estado do Piauí (2024b), o Green Energy Park, apoiado pelo ITA (Acelerador de Transição Industrial), está desenvolvendo uma unidade destinada à produção e exportação de amônia

4.2. RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DOS PROJETOS COM HOMER PRO

verde, com capacidade inicial de 2,1 milhões de toneladas anuais e investimento estimado em US\$ 4,5 bilhões. Esse projeto tem o potencial de evitar até 3,2 milhões de toneladas de CO₂ equivalente por ano, em comparação com os métodos tradicionais.

Tomando esse projeto como referência, busca-se implementar um sistema de produção de hidrogênio verde capaz de suprir a demanda para a fabricação de 2,1 milhões de toneladas anuais de amônia. Segundo Rivarolo *et al.* (2019), a síntese de uma tonelada de amônia requer, em média, 177 kg de hidrogênio. Dessa forma, seriam necessárias aproximadamente 371,7 mil toneladas de hidrogênio verde por ano. Considerando os potenciais eólicos identificados e a proximidade com rotas logísticas estratégicas para exportação, propõe-se a instalação do empreendimento na cidade de São Raimundo Nonato, devido à ampla área disponível para implementação.

Além disso, a empresa Solatio anunciou um investimento de cerca de R\$ 30 bilhões para a produção de amônia verde, com capacidade de 2,05 milhões de toneladas anuais (820 mil para exportação e 1,23 milhão para o mercado interno) (Eixos, 2024). Aplicando a relação de 177 kg de hidrogênio por tonelada de amônia, essa demanda exigiria aproximadamente 362,9 mil toneladas anuais de hidrogênio verde. Considerando a distribuição do potencial eólico e a logística de exportação, recomenda-se a instalação desse segundo empreendimento na cidade de Paulistana, que apresenta vantagens estratégicas por sua proximidade com o porto e infraestrutura de escoamento.

A modelagem econômica e técnica foi realizada no HOMER Pro, conforme descrito na Seção 3.3.2, com taxa de juros de 9,19%, inflação de 4% e horizonte de projeto de 25 anos.

Para avaliar o potencial de mitigação de emissões, considerou-se que a produção convencional de amônia emite aproximadamente 3 toneladas de CO_{2eq} por tonelada de amônia. Assim, a produção de 4,15 milhões de toneladas anuais de amônia geraria cerca de 12,45 milhões de toneladas de CO_{2eq}. Em contrapartida, utilizando hidrogênio verde (com emissão de 3,0 kgCO_{2eq} por kg de hidrogênio), a produção de 734,6 mil toneladas de hidrogênio (utilizadas na síntese de amônia) resultaria em quase 2,21 milhões de toneladas de CO_{2eq}. Dessa forma, a mitigação seria de aproximadamente 10,24 milhões de toneladas, representando uma redução de cerca de 82% nas emissões do setor.

A Tabela 4.13 apresenta o resumo dos resultados dos empreendimentos de hidrogênio

4.2. RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DOS PROJETOS COM HOMER PRO

verde para o setor industrial químico de Piauí.

Parâmetro	São Raimundo Nonato	Paulistana
NPC (US\$ bi)	27,7–48,4	29,1–47,0
CAPEX (US\$ bi)	19,5	16,9
OPEX (US\$ bi)	0,960	0,865
Número de Turbinas Eólicas	3.890	2.928
Capacidade Solar Instalada (GW)	7,125	4,6
Área requerida (km ²)	128	93
LCOH (US\$/kg)	6,50	5,85
VP Receitas (US\$ bi)	22,82	21,03
VPL Real (US\$ bi)	-10,18	-8,07
ROI Real (%)	-30,85	-27,7
Preço Mínimo (US\$/kg)	9,40	8,09

Tabela 4.13 – Comparação dos principais indicadores técnico-econômicos dos projetos de hidrogênio verde no setor industrial (amônia) em São Raimundo Nonato e Paulistana/PI.

4.2.3.3 Setor Agropecuário

O setor agropecuário é estratégico para a economia do Piauí, contribuindo de maneira significativa para o PIB estadual e para a segurança alimentar regional. Embora o volume de produção e o consumo de energia sejam inferiores aos dos estados líderes em agronegócio, o setor piauiense apresenta crescimento consistente e potencial para a modernização dos processos produtivos. Segundo noticiado por Governo do Piauí (2025), no período entre 2011 e 2021 o VAB da agropecuária no Piauí cresceu 303,85%, superando o desempenho de outros setores, como serviços, administração pública e indústria. Como consequência, a participação da agropecuária no VAB estadual passou de 8,36% em 2011 para 13,60% em 2021. Além disso, de acordo com levantamento realizado pelo Fundação Centro de Pesquisas Econômicas e Sociais do Piauí (CEPRO) (2023), o estado do Piauí apresentou um VAB de R\$ 57,5 bilhões, crescimento nominal de 5,8%, superior ao nacional que foi 4,5% e ao da Região Nordeste de 4,4%. Este VAB representou cerca de 0,75% do VAB brasileiro em 2021, que totalizou R\$ 7,713 trilhões.

Em 2023, o setor agropecuário brasileiro demandou cerca de 14.041 mil toneladas equivalentes de petróleo (tep), dos quais o óleo diesel foi o principal insumo. Para o Piauí, adotou-se uma abordagem proporcional à participação estadual na produção nacional (0,75%), resultando na estimativa de que o setor exija aproximadamente 105 mil tep de óleo diesel.

4.2. RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DOS PROJETOS COM HOMER PRO

Utilizando os mesmos parâmetros do Balanço Energético Nacional (BEN) de 2024 – com o poder calorífico do óleo diesel de 44 MJ/kg e 1 tep equivalente a 41.868 MJ – essa demanda foi convertida, considerando que o hidrogênio verde possui um poder calorífico de 120 MJ/kg. Assim, projeta-se que o setor agropecuário do Piauí necessite de cerca de 36,64 mil toneladas de hidrogênio verde por ano.

Para atender a essa demanda, propõe-se a instalação de sistemas híbridos, que combinam energia solar fotovoltaica e eólica, maximizando a disponibilidade de energia e garantindo maior estabilidade operacional. Com base nas condições climáticas do estado, os projetos foram distribuídos em dois clusters estratégicos: O cluster formado por Picos e São João do Piauí atenderá cerca de 60% da demanda (11 mil toneladas/ano cada). Os municípios de São Raimundo Nonato e Campo Buriti suprirão os 40% restantes (7,32 mil toneladas/ano cada). Estes municípios foram escolhidos por possuírem as maiores áreas disponíveis com alto potencial híbrido.

A Tabela 4.14 apresenta o resumo dos resultados dos empreendimentos de hidrogênio verde para o setor agropecuário de Piauí.

Parâmetro	Picos	São João do Piauí	São R. Nonato	Campo Maior
NPC (US\$ mi)	727–1.290	727–1.320	484–870	546–875
CAPEX (US\$ mi)	453	454	302	344
OPEX (US\$ mi/ano)	23,3	23,3	15,5	17,2
Capac. Eletrolisador (MW)	94,28	96,97	67,88	77,00
Turbinas Eólicas	97	88	54	66
Capac. Solar (MW)	52,3	109,9	84,0	90,3
Área (km ²)	2,5	3,5	1,7	2,1
LCOH (US\$/kg)	5,84	5,87	5,87	6,63
VP Receitas (US\$ mi)	532,8	535,6	356,4	402,5
VPL Real (US\$ mi)	-194,2	-191,4	-127,6	-143,5
ROI Real (%)	-26,7	-26,3	-26,4	-26,3
Preço Mínimo (US\$/kg)	7,97	7,97	7,97	8,99

Tabela 4.14 – Comparação dos indicadores técnico-econômicos dos projetos de hidrogênio verde no setor agropecuário em municípios piauienses.

4.2.3.4 Setor de Transportes

O setor de transportes é um dos principais consumidores de combustíveis fósseis no Brasil, representando aproximadamente 33% do consumo total de energia, segundo o Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional (BEN) de 2024 (EPE, 2024a). Em 2023, o consumo combinado de diesel e gasolina no país atingiu 93,3 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep), sendo 43,4% provenientes do diesel e 27,8% da gasolina.

4.2. RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DOS PROJETOS COM HOMER PRO

Diante desse cenário, a transição para o hidrogênio verde surge como uma alternativa viável para reduzir emissões e diminuir a dependência de combustíveis fósseis, especialmente no transporte de passageiros e de carga.

Para o estado do Piauí, a estimativa da demanda de hidrogênio verde foi baseada na frota estadual em relação ao total nacional. Conforme dados de Transportes (2024), a frota piauiense totaliza aproximadamente 1,52 milhão de veículos em 2024, dos quais cerca de 446 mil são automóveis de passageiros (29,3%), 35 mil são caminhões (2,3%) e 10 mil são ônibus (0,65%). Considerando que o estado responde por 1,2% do consumo nacional de combustíveis no setor, estima-se que o consumo de diesel e gasolina seja proporcional a essa porcentagem.

Com base nos dados do BEN 2024 (EPE, 2024b), que indicam um consumo nacional de 40,5 milhões de tep de óleo diesel e 25,9 milhões de tep de gasolina em 2023, o setor de transportes do Piauí demandaria aproximadamente 486 mil tep de diesel e 311 mil tep de gasolina. Como a análise foca no transporte rodoviário — que representa cerca de 32% do consumo energético do setor — estima-se que o consumo para essa fração seja de 155,5 mil tep de diesel e 99,5 mil tep de gasolina.

A conversão energética dessas quantidades para hidrogênio verde foi realizada considerando os respectivos poderes caloríficos inferiores: diesel (44 MJ/kg), gasolina (45 MJ/kg) e hidrogênio verde (120 MJ/kg), além de considerar que 1 tep equivale a 41.868 MJ. Aplicando essa relação, estima-se a necessidade de 67 mil toneladas de hidrogênio verde para substituir o diesel e 35 mil toneladas para a gasolina, totalizando uma demanda anual de 102 mil toneladas de hidrogênio verde no setor de transportes do Piauí.

Dada a viabilidade do potencial híbrido eólico-solar no estado, propõe-se a implementação de projetos nessas duas fontes de geração para alimentar plantas de hidrogênio verde em três municípios estratégicos: Paulistana, São João do Piauí e Picos. Cada município contribuirá com aproximadamente um terço da demanda estadual, ou seja, cerca de 34 mil toneladas de hidrogênio verde por ano. A escolha dessas localidades baseia-se na disponibilidade de áreas para projetos híbridos e no potencial energético identificado na região.

Para avaliar o impacto do hidrogênio verde em relação às emissões de CO₂, calculou-se as emissões provenientes das fontes tradicionais. Em 2023, o setor de transportes

4.2. RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DOS PROJETOS COM HOMER PRO

piauiense consumiu aproximadamente 67 mil toneladas de óleo diesel e 35 mil toneladas de gasolina. Para realizar o cálculo, pode-se utilizar o fator de emissão apresentado na seção 3.6, 2,68 kgCO₂ a cada litro de diesel e 2,36 kgCO₂ a cada litro de gasolina. De acordo com Medidas (2024), cada litro de diesel equivale a 0,85 kg e cada litro de gasolina equivale a 0,715 kg. Assim, foram consumidos cerca de 78,8 mil litros de litros de diesel, o que equivale a uma emissão de 211 mil toneladas de CO_{2e}, e foram consumidos cerca de 49 mil de litros de gasolina, o que equivale a uma emissão de 115,5 mil toneladas de CO_{2e}, totalizando 326,5 mil toneladas de CO_{2e} para o estado.

Considerando que as emissões associadas à produção de hidrogênio verde têm um fator de 3,0 kg de CO₂ equivalente por kg de hidrogênio produzido, estimou-se que o setor de transportes gaúcho emitiria 102 mil toneladas de CO_{2e} anualmente ao adotar o hidrogênio verde (34 mil toneladas). Isso resultaria em uma redução de cerca de 224,5 mil de toneladas de CO_{2e}, ou seja, uma queda superior a 69% nas emissões do setor. Esses resultados destacam o grande potencial do hidrogênio verde, não apenas para diminuir a dependência de combustíveis fósseis, mas também para reduzir substancialmente as emissões de gases de efeito estufa no setor de transportes do Piauí.

A Tabela 4.15 apresenta o resumo dos resultados dos empreendimentos de hidrogênio verde para o setor de transportes de Piauí.

Parâmetro	Paulistana	São João do Piauí	Picos
NPC (US\$ bi)	2,25–3,67	2,14–3,37	2,12–3,74
CAPEX (US\$ bi)	1,49	1,42	1,41
OPEX (US\$ mi/ano)	76,3	72,6	72,0
Turbinas Eólicas	268	274	274
Capac. Eólica (MW)	402	411	411
Capac. Solar (MW)	440	402	379
Área (km ²)	8,6	8,5	8,3
LCOH (US\$/kg)	6,95	6,60	6,55
VP Receitas (US\$ bi)	1,71	1,62	1,61
VPL Real (US\$ bi)	–0,54	–0,52	–0,51
ROI Real (%)	–24,0	–24,3	–24,1
Preço Mínimo (US\$/kg)	9,16	8,71	8,63

Tabela 4.15 – Comparação dos indicadores técnico-econômicos dos projetos de hidrogênio verde no setor de transportes em municípios piauienses.

4.2. RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DOS PROJETOS COM HOMER PRO

4.2.3.5 Sumário Hidrogênio Verde – Piauí

O Piauí consolida-se como região estratégica para a transição energética regional, impulsionando o Nordeste Brasileiro, onde o hidrogênio verde pode articular desenvolvimento econômico e descarbonização profunda com equidade socioambiental. A Tabela 4.16 sintetiza os indicadores setoriais, revelando oportunidades únicas para implementação de princípios de justiça energética.

Setor	H ₂ verde (t/ano)	Mitigação CO ₂ (t/ano)	Custo Total (US\$ bi)	LCOH (US\$/kg)	Preço Mínimo (US\$/kg)
Industrial (Metalúrgico)	11 910	103 064	1,55	5,84–6,95	7,97–9,16
Industrial (Amônia)	734 600	10 240 000	33,00	5,85–6,50	8,09–9,40
Agropecuário	36 640	205 880	1,10	5,84–6,63	7,97–8,99
Transportes	102 000	224 500	10,80	6,55–6,95	8,63–9,16
Total no Piauí	885.150	10.773.444	46,45	5,84–6,95	7,97–9,40

Tabela 4.16 – Indicadores estratégicos para implantação do hidrogênio verde no Piauí por setor econômico.

A análise dos dados mostra que o setor industrial concentra 83% da demanda, com a produção de amônia verde respondendo por 36% do investimento total. Ambientalmente, a mitigação projetada de 10,77 milhões de toneladas de CO_{2eq} equivaleria a uma redução de 38% nas emissões líquidas do setor energético estadual (SEEG, 2025b), porém sua implementação deve considerar questões, principalmente, de justiça climática. Regiões como o Cerrado piauiense, onde comunidades tradicionais já sofrem com a escassez hídrica agravada por projetos energéticos e outros empreendimentos, devem ser prioritárias para receber benefícios ambientais diretos, evitando repetir padrões de exclusão documentados em outros estados (PEREIRA; VITAL; FONSECA, 2024). Assim, a implementação dos projetos em municípios como São Raimundo Nonato e Paulistana demanda salvaguardas contra a replicação de conflitos hídricos do semiárido. Recomenda-se condicionar licenças a acordos de repartição hídrica com comunidades locais, assegurando que a utilização de recursos hídricos locais sejam minimizados e a opção de utilizar água dessalinizada nestes projetos seja a escolha principal, além de poder subsidiar dessalinização de água para suprimento local em momentos de alto estresse hídrico, de forma a evitar os conflitos com recursos hídricos, beneficiando as comunidades locais (HAMOUCHENE; SANDWELL, 2023).

Economicamente, os preços mínimos viáveis (US\$ 7,97–9,40/kg), embora significativamente inferiores à média global (Freire Ordóñez *et al.*, 2023), ainda representam desafios para pequenos agricultores e comunidades isoladas. O investimento necessário de US\$

4.2. RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DOS PROJETOS COM HOMER PRO

46,45 bilhões – equivalente a 3,9 vezes o PIB estadual (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), 2024) – exige que incentivos fiscais como a redução progressiva de ICMS sejam condicionados a contrapartidas sociais. Sugere-se que 15% dos recursos do Fundo Estadual de Inovação (Estado do Piauí, 2021) sejam destinados a soluções comunitárias de acesso à energia limpa, inspiradas na “Tarifa Social de Energia Elétrica” (Ministério da Cidadania, 2025). Dessa forma, será possível inserir o hidrogênio verde no setor sem afetar negativamente comunidades locais mais pobres, além de priorizar acesso a esta energia de baixo carbono com redução nos custos para famílias das comunidades com maiores necessidades, o que se alinha a ideia de transição energética justa.

As vantagens comparativas do estado, como seu potencial eólico de 18 GW com altos fatores de capacidade, sustentam projetos como o acordo com o Green Energy Park Europeu na ZPE Parnaíba (Vale, 2024; Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços (MDIC), 2024). Contudo, sua implementação requer salvaguardas contra dinâmicas extrativistas. A Política Estadual do Hidrogênio Verde (Governo do Piauí, 2024) deve incorporar mecanismos de repartição de benefícios, garantindo que comunidades locais participem dos ganhos gerados pelos investimentos, como os R\$ 200 bilhões planejados até 2034 pelo empreendimento do Green Energy Park. Além disso, a formação de 2.500 técnicos até 2027 via SENAI/IFPI (Brasil, A., 2024) precisa priorizar jovens de municípios com baixo IDH, como aqueles no semiárido piauiense, assegurando que os 8.200 empregos diretos projetados até 2030 (MME, 2024) na região ofereçam planos de carreira com remuneração pareada com média regional, o que pode ser alcançado devido a grande proporção de investimentos projetados na região, para além dos Green Energy Park. Paralelamente, a expansão da infraestrutura de transmissão entre os municípios da região deve incluir cláusulas de conexão para comunidades isoladas, transformando ganhos técnicos em inclusão energética para esta parte da população.

No entanto, tendo como exemplo o projeto do Green Energy Park, controlados por capital europeu, concentram 89% dos projetos de exportação do estado (Green Energy Park – GEP, 2024). Para evitar a repetição de padrões históricos de exploração, a implementação dos novos projetos de hidrogênio verde apresentados neste trabalho deve incorporar salvaguardas como repartição de benefícios dos investimentos - incluindo royalties para fundos municipais e prioridade em compras públicas locais - além de vincular os novos empregos na área com planos de carreira com remuneração alinhada à média regional.

4.3. SUMÁRIO PROJETOS DE HIDROGÊNIO VERDE – BRASIL

Paralelamente, a expansão da infraestrutura deve incluir conexões elétricas para comunidades isoladas, transformando ganhos técnicos em inclusão socioeconômica e alinhando-se à transição energética justa.

Com sua base institucional consolidada por 7,2 GW em parques eólicos, o Piauí pode liderar um modelo de transição justa, onde a redução nas emissões do setor energético e a captação dos investimentos nacionais em hidrogênio verde, principalmente pelo seu potencial híbrido (tanto solar quanto eólico), convertam-se em melhoria tangível da qualidade de vida nas regiões mais vulneráveis, alinhando crescimento econômico com equidade territorial.

4.3 Sumário Projetos de Hidrogênio Verde – Brasil

A consolidação dos resultados de Minas Gerais, Rio Grande do Sul e Piauí revela uma demanda nacional de 5,69 milhões de toneladas anuais de hidrogênio verde, com potencial de mitigação de 42,7 milhões de toneladas de CO₂ equivalente/ano (Tabela 4.17). Estes valores representam 1,86% das emissões totais brasileiras e 10,2% do subsetor energético em 2023 (SEEG, 2024), configurando uma oportunidade estratégica que demanda atenção às disparidades regionais identificadas nas análises estaduais.

Tabela 4.17 – Indicadores consolidados por estado

Indicador	Minas Gerais	Rio Grande do Sul	Piauí	Brasil
Demanda H ₂ (mil t/ano)	2.971,9 (52%)	1.811,6 (32%)	885,2 (16%)	5.668,7
Mitigação CO ₂ (mil t/ano)	19.654,4	12.122,0	10.773,4	42.549,8
Investimento (US\$ bi)	207,74	137,27	46,45	393,49
LCOH (US\$/kg)	9,63–11,80	5,18–9,98	5,84–6,95	5,18–11,80

A análise setorial demonstra padrões distintos entre os estados: enquanto transportes lideram a demanda em Minas Gerais (49,6%) e Rio Grande do Sul (54%), o Piauí destaca-se na produção de amônia verde (83% do total estadual). Esta distribuição heterogênea reflete assimetrias produtivas que, se não geridas adequadamente, podem aprofundar desigualdades territoriais. Os custos nivelados regionalmente - com o Rio Grande do Sul apresentando faixas 56% abaixo da média global (Freire Ordóñez *et al.*, 2023) - reforçam a necessidade de mecanismos nacionais de equalização, como fundos de desenvolvimento para regiões com menores vantagens comparativas.

4.3. SUMÁRIO PROJETOS DE HIDROGÊNIO VERDE – BRASIL

O significativo investimento total de US\$393,49 bilhões, equivalente a 20% do PIB projetado para 2024 (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), 2024), representa mais que um desafio financeiro; constitui oportunidade histórica para institucionalizar princípios de justiça energética em escala nacional. A implementação coordenada deve incorporar diretrizes do Plano Nacional de Hidrogênio Verde, particularmente seu eixo de “Inclusão Produtiva e Desenvolvimento Local” (MME, 2021), garantindo que projetos em áreas historicamente sobrecarregadas como o Vale do Aço mineiro e o Polo Petroquímico de Triunfo gaúcho priorizem benefícios comunitários tangíveis. Paralelamente, mecanismos de acesso popular inspirados na Tarifa Social de Energia (Ministério da Cidadania, 2025) podem ser adaptados para democratizar o usufruto do hidrogênio verde, de forma a incentivar os investimentos neste tipo de empreendimento para substituição das fontes fósseis.

As projeções indicam que o Brasil pode captar 22% dos investimentos globais em hidrogênio verde até 2050, considerando R\$ 200 bilhões já projetados até 2034 (Company, 2024; Vale, 2024), porém estes ganhos macroeconômicos serão socialmente legítimos somente quando vinculados a indicadores concretos de equidade. A formação profissional via iniciativas como SENAI-H2Brasil (Brasil, A., 2024), além de outras a serem criadas para suprir a grande quantidade de empregos que surgirão com a economia do hidrogênio verde (projeções da União Europeia estimam cerca de 5,4 milhões de novos postos de trabalho (Confederação Nacional da Indústria (CNI), 2023)), deve alcançar metas inclusivas, enquanto a produção científica nacional (CGEE, 2010; MME, 2021) oferece fundamentos para modelos de governança participativa que transformem vantagens comparativas regionais - como o potencial eólico nordestino e a base industrial sudestina - em um ecossistema energético verdadeiramente inclusivo.

A fragmentação regulatória eleva custos: a omissão do hidrogênio verde na NDC brasileira inviabiliza acesso a fundos climáticos internacionais, encarecendo o LCOH dos projetos. Urge reformular a Lei 14.299/22 com metas setoriais claras (ex.: obrigatoriedade de inserção de 10% H₂ na siderurgia até 2030) para atrair investimentos alinhados ao PAC 2023/26 (Casa Civil da Presidência da República, 2024).

Os resultados evidenciam um paradoxo: o potencial descarbonizante do hidrogênio verde convive com riscos de perpetuar injustiças. Projetos concentrados em territórios

4.4. DEMANDA HÍDRICA, DESSALINIZAÇÃO E CONFLITOS SOCIOAMBIENTAIS

vulneráveis (ex.: semiárido) sem mecanismos de repartição de benefícios podem agravar conflitos hídricos e fundiários. A transição justa exigirá, além de inovação técnica, reformas na governança energética que priorizem: (i) certificação socioambiental para projetos, (ii) participação comunitária nos licenciamentos, e (iii) subsídios direcionados a demandas internas (fertilizantes verdes, transporte coletivo), reduzindo a lógica exportadora extrativista. Em síntese, a transição para hidrogênio verde no Brasil transcende dimensões técnicas e financeiras, demandando uma abordagem integrada que articule eficiência econômica com reparação histórica de assimetrias territoriais, convertendo o potencial energético nacional em vetor de equidade socioambiental para as presentes e futuras gerações, corroborando a ideia de transição justa delimitada neste trabalho.

4.4 Demanda Hídrica, Dessalinização e Conflitos Socioambientais

A produção anual de 5,69 milhões de toneladas de hidrogênio verde demanda aproximadamente 170,7 bilhões de litros de água ($170,7 \cdot 10^6 \text{ m}^3$), considerando um consumo específico de 30 L kg^{-1} , baseando-se em diversos trabalhos da literatura, como Martínez de León *et al.* (2025) e N. S. Hassan *et al.* (2024). Embora este volume represente apenas 0,023% da vazão média do Rio São Francisco, sua concentração em regiões do Nordeste e Centro-Oeste, já sob estresse hídrico crítico e onde se localizam 70% dos projetos, configura um desafio socioambiental complexo. Esta tensão é agravada pelas projeções climáticas que indicam reduções de até 15% na precipitação do semiárido até 2040 Nascimento, Borges e Melo (2023) e 4-7% de escassez hídrica no Norte-Nordeste Silva Tavares *et al.* (2023), cenário que impulsiona a dessalinização como alternativa técnica, porém sem resolver as assimetrias subjacentes.

A opção pela dessalinização, com custo conservador estimado em $1,86 \text{ US\$/m}^3$, gera um impacto financeiro anual de $317,5 \cdot 10^6 \text{ US\$}$, conforme calculado pela expressão:

$$\text{Custo hídrico} = 170,7 \cdot 10^6 \text{ m}^3 \times 1,86 \text{ US\$/m}^3 = 317,5 \cdot 10^6 \text{ US\$}. \quad (4.1)$$

Embora marginal frente ao orçamento global dos projetos (0,08% do total de US\$ 393,81 bilhões, conforme Tabela 4.18), este valor mascara externalidades críticas que transcendem a dimensão econômica.

4.4. DEMANDA HÍDRICA, DESSALINIZAÇÃO E CONFLITOS SOCIOAMBIENTAIS

Componente	Valor (US\$ bi)	Participação (%)
Infraestrutura principal	393,49	99,92
Dessalinização	0,3175	0,08
Total	393,81	100

Tabela 4.18 – Impacto financeiro direto da dessalinização no orçamento total.

Os conflitos distributivos emergem quando a implantação de dessalinizadores intensifica a competição por recursos em regiões com histórica escassez hídrica, onde comunidades tradicionais e atividades agrícolas já enfrentam restrições severas (D’ODORICO; AL., 2018). Esta dinâmica reproduz padrões documentados em projetos como Belo Monte e complexos eólicos do Nordeste, nos quais soluções técnicas operam sob lógicas extrativistas que marginalizam saberes locais e aprofundam injustiças de reconhecimento (PRESTUPA; FERREIRA DOS SANTOS, 2024; PEREIRA; VITAL; FONSECA, 2024). A concentração de 78% dos projetos em capitais estrangeiros (LAZARO; SOARES; BERMANN *et al.*, 2022) consolida ainda um quadro de neo-colonialismo energético, onde a gestão hídrica segue hierarquias decisórias excludentes, negando a comunidades impactadas participação efetiva no planejamento e nos benefícios.

Benchmarks internacionais confirmam a viabilidade técnica da dessalinização, com custos entre 0,20 e 3,50 US\$/m³ (Politano *et al.*, 2024; Benahmed *et al.*, 2025), porém falham em incorporar as dimensões de justiça energética. A governança centralizada em atores corporativos e governamentais, característica que se repete em grande parte dos projetos analisados (U.S. Department of Energy, National Renewable Energy Laboratory, 2023), ignora mecanismos processuais essenciais para legitimidade social, como evidenciado nos licenciamentos acelerados de Tucuruí e Balbina. Superar este histórico exige modelos inovadores de *power-sharing* que redistribuam autoridade decisória e benefícios tangíveis (Musilek; Hussain, 2024), integrando plataformas deliberativas, orçamentos participativos e a internalização de custos socioambientais no cálculo do LCOH. Assim, a dessalinização, ainda que tecnicamente eficiente, reproduzirá assimetrias históricas, transformando a transição energética em vetor de colonialidade hídrica e aprofundando o paradoxo de regiões produtoras permanecerem sem acesso à energia autossuficiente (HAMOUCHENE; SANDWELL, 2023).

Capítulo 5

Discussão e Análises

Este capítulo analisa criticamente os resultados à luz do referencial teórico e da metodologia construída nesta dissertação, examinando como o hidrogênio verde pode contribuir para uma transição energética justa no Brasil. Articula-se os achados empíricos com os conceitos de Perspectiva Multinível (Geels, Frank W., 2004) e justiça energética (JENKINS, K. *et al.*, 2016), identificando tensões estruturais, limitações e oportunidades estratégicas.

5.1 Análise Crítica do Papel Estratégico do Hidrogênio Verde

Os resultados desta pesquisa revelam uma contradição fundamental no cerne da transição energética brasileira: enquanto o país ostenta superávit renovável excepcional - com capacidade eólica e solar ainda subutilizada, principalmente, no Nordeste - e liderança consolidada em biocombustíveis, o hidrogênio verde enfrenta obstáculos econômicos e institucionais que limitam seu potencial descarbonizante. O LCOH médio de US\$ 5,45-14,20/kg, significativamente superior à média global, reflete não apenas os custos financeiros elevados decorrentes das altas taxas de financiamento impostas aos empreendimentos projetados (entre 9-14%), mas principalmente a ausência de políticas setoriais integradas capazes de superar os persistentes *lock-ins* fósseis, cujos subsídios anuais de R\$ 80,9 bilhões quintuplicam os incentivos destinados às renováveis (Instituto de Estudos Socioeconômicos (INESC), 2023).

5.1. ANÁLISE CRÍTICA DO PAPEL ESTRATÉGICO DO HIDROGÊNIO VERDE

Essa desconexão política manifesta-se na discrepância entre o potencial técnico identificado de 51 MtH₂/ano e a viabilidade econômica real, onde os projetos simulados demonstram autossustentabilidade sem subsídios apenas com venda do hidrogênio verde produzido a mais de 30% do preço de produção, desconsiderando ainda custos de distribuição, condição que tende a reproduzir assimetrias regionais ao concentrar investimentos em áreas com infraestrutura pré-existente, marginalizando assim regiões periféricas dotadas de alto potencial renovável.

Os *trade-offs* ambientais emergem com particular gravidade no semiárido brasileiro, onde se localizam 70% dos projetos simulados. O consumo hídrico da eletrólise, estimado em 170,7 bilhões de litros anuais, intensifica conflitos em bacias hidrográficas sob estresse crítico, como a do Piranhas-Açu no Rio Grande do Norte, onde comunidades agrícolas e tradicionais já enfrentam racionamento hídrico crônico (AMORIM; RIBEIRO; BRAGA, 2016). Este padrão replica dinâmicas observadas em complexos eólicos do Nordeste, nos quais a apropriação territorial para exportação gera processos de “captura de água”, de forma a exportar este recurso escasso e precioso, como é o caso da água doce, enquanto as populações locais permanecem desconectadas dos benefícios energéticos e sentirão os impactos da escassez hídrica.

A dessalinização, embora apresente viabilidade técnica e financeira, conforme calculado, representando apenas 0,08% do custo total dos projetos por ano, introduz novos riscos de *lock-ins* hídricos ao negligenciar externalidades socioecológicas críticas, como a salinização de aquíferos e possíveis alterações irreversíveis em ecossistemas costeiros. Paradoxalmente, o mesmo Brasil que enfrenta esses desafios hídricos regionais detém 12% da água doce superficial do planeta (Senado Federal – Subsecretaria de Comunicação Social, 2013), evidenciando a natureza política, mais do que física, da escassez.

Na dimensão social, a projeção otimista de 177 mil empregos até 2050 (considerando a estimativa de 5,4 milhões no mundo (Confederação Nacional da Indústria (CNI), 2023)) mascara assimetrias ocupacionais profundamente preocupantes. Com 78% dos projetos atuais do litoral Nordeste controlados por capitais estrangeiros, os requisitos técnicos especializados tendem a marginalizar trabalhadores locais não qualificados, configurando o que Nancy Fraser identifica como “injustiça de reconhecimento”, onde saberes tradicionais são sistematicamente subordinados a lógicas tecnocráticas excludentes. A concentração

de benefícios econômicos em elites corporativas transnacionais, enquanto comunidades hospedeiras arcam com os custos ambientais, ecoa padrões neo-extrativistas documentados em megaprojetos como Belo Monte e Tucuruí, ameaçando converter a transição energética em novo vetor de colonialidade. Contudo, é precisamente neste contexto desafiador que o hidrogênio verde pode relevar seu potencial emancipatório quando integrado a modelos inovadores de governança, se aplicado de forma justa na transição energética regional, alinhada aos pontos recorrentemente apresentados nesta dissertação.

5.2 Sinergias Competitivas na Matriz Brasileira

A análise comparativa revela tensões estruturais, mas também complementaridades promissoras, entre o hidrogênio verde e os biocombustíveis brasileiros - ambos estratégicos para descarbonização de setores de difícil eletrificação, porém com lógicas concorrenciais na alocação de recursos e políticas públicas. Enquanto o hidrogênio demonstra vantagens competitivas em aplicações de alta temperatura na siderurgia e no transporte pesado de longo curso, os biocombustíveis mantêm liderança em custo-efetividade para aviação e frota leve, beneficiando-se de infraestrutura madura e custos de produção substancialmente inferiores.

A recente Lei do Combustível do Futuro (EBC – Empresa Brasil de Comunicação, 2024), ao destravar R\$ 260 bilhões para biocombustíveis avançados, criou um desequilíbrio regulatório preocupante, pois os incentivos específicos ao hidrogênio verde, no contexto atual, representam menos de 3% desse montante, reforçando artificialmente sua desvantagem competitiva.

Esta assimetria política reflete falha de coordenação estratégica num país que poderia liderar a integração sinérgica desses vetores energéticos. O potencial de complementaridade é significativo: rotas tecnológicas emergentes como o bio-hidrogênio produzidos de forma descentralizadas prometem reduções de custo distributivo e logístico (MME, 2025a), enquanto soluções híbridas como o hidro-biodiesel oferecem respostas inovadoras para desafios de armazenamento sazonal, podendo ser aplicados em momentos de baixa da produção de energia solar e eólica.

Contudo, a ausência de mecanismos de *power-sharing* na governança energética perpetua modelos centralizados que privilegiam tecnologias consolidadas em detrimento de

5.3. CONTRIBUIÇÃO REALISTA ÀS METAS CLIMÁTICAS NACIONAIS

inovações complementares. O risco iminente é a reprodução de trajetórias tecnológicas dependentes que limitam a pluralidade necessária à descarbonização profunda, particularmente nos setores industriais intensivos onde o hidrogênio verde possui vantagens intrínsecas aos combustíveis fósseis na economia de baixo carbono. É fundamental reconhecer que a verdadeira competição não é entre hidrogênio e biocombustíveis, mas entre essas soluções renováveis e os persistentes subsídios aos fósseis, que distorcem o mercado e retardam a transição.

5.3 Contribuição Realista às Metas Climáticas Nacionais

A capacidade de mitigação projetada de 42,7 MtCO₂ anuais representa contribuição significativa, porém quantitativamente modesta, correspondendo a 3,6% da meta total das NDCs brasileiras para 2030. Esta proporção reflete limitações práticas de escalabilidade frente à janela climática estreita, estando condicionada à superação de barreiras estruturais. Financeiramente, o custo de mitigação total de US\$ 367,74 por tonelada de CO₂ supera em 390% o valor inferior recomendado pelo FMI (US\$ 75 por tonelada de CO₂) (GILLINGHAM, 2019), exigindo realinhamento maciço de subsídios - dos atuais R\$ 80,9 bilhões anuais para combustíveis fósseis para pelo menos R\$ 30 bilhões dedicados a renováveis e fontes alternativas avançadas, como o hidrogênio verde.

Institucionalmente, a fragmentação regulatória entre ANP, ANEEL e MMA tende a gerar insegurança jurídica que retarda investimentos, problema que poderia ser mitigado mediante adoção de modelos comprovados como as *Hydrogen Innovation Zones* australianas (Department of Climate Change, Energy, Environment and Water (Australia), 2025), com licenciamento integrado e contratos de compra garantida.

Temporalmente, o ciclo de desenvolvimento de 5-7 anos para novos projetos colide com o horizonte das NDCs para 2030-2035, demandando políticas aceleradoras como leilões dedicados e cláusulas de ajuste progressivo para os empreendimentos de hidrogênio verde. Paradoxalmente, a expansão planejada de produção de petróleo (44% até 2030) e gás natural (98% até 2034) anularia grande parte da mitigação potencial do hidrogênio verde, expondo incoerência profunda entre políticas setoriais e compromissos climáticos do país.

Este desalinhamento explica a classificação “Insuficiente” do Brasil pelo Climate Action Tracker e demanda correção imediata mediante integração estratégica do hidrogênio verde no Plano Decenal de Expansão de Energia como tecnologia complementar aos biocombustíveis, não competidora. O verdadeiro potencial do hidrogênio pode residir menos em sua contribuição quantitativa imediata e mais em sua capacidade de descarbonizar nichos específicos intratáveis por outras tecnologias, funcionando como facilitador para eletrificação indireta de setores complexos.

5.4 Recomendações para Governança Estratégica

A análise crítica desenvolvida aponta caminhos concretos para posicionar o hidrogênio verde como vetor complementar na descarbonização brasileira, evitando armadilhas de colonialidade energética e garantindo equidade distributiva. Urge a criação de marco legal específico mediante Lei do Hidrogênio Verde, estabelecendo certificação de origem, padrões de segurança e incentivos fiscais alinhados à Lei 14.299/22 (Brasil, 2022), com cláusulas progressivas de conteúdo local para eletrolisadores. Paralelamente, a implementação de modelos inovadores de *power-sharing* com participação comunitária de 20-30% na propriedade dos projetos, replicando experiências bem-sucedidas ao redor do mundo, pode garantir distribuição equitativa de benefícios e aceitação social.

Instrumentos econômicos direcionados, como leilões específicos com garantia de demanda acoplados a um mercado regulado de carbono com preço mínimo de US\$ 75 por tonelada, financiados pela taxa de exportações de petróleo ou a utilização de combustíveis fósseis em quaisquer setores, podem corrigir distorções de mercado. Complementarmente, um plano nacional de requalificação profissional deve vincular projetos de hidrogênio verde à absorção de mão-de-obra de polos fósseis em declínio, com metas vinculantes de contratação local, fortalecendo, assim, as comunidades locais. Protocolos socioambientais rigorosos, incorporando avaliações integradas de pegada hídrica e cláusulas de gerenciamento de recursos hídricos em licenças, devem proteger bacias hidrográficas sob estresse crítico.

Estas medidas, articuladas com o fortalecimento de biocombustíveis, podem reposicionar o Brasil como líder em descarbonização pluralista, onde o hidrogênio verde atua não como solução universal, mas como vetor estratégico para nichos específicos onde sua

densidade energética e versatilidade química são insubstituíveis - sempre ancorado nos princípios de justiça energética e alinhado às singularidades do superávit renovável nacional.

5.5 Trajetórias para Avanço do Conhecimento

Esta pesquisa, ao delimitar-se à modelagem de microrredes isoladas sem explorar plenamente sinergias com o Sistema Interligado Nacional e ao não incorporar todos os possíveis conflitos fundiários existentes na análise espacial, identifica limitações que configuram agendas promissoras para investigação futura. Quatro eixos emergem como prioritários: modelagem avançada de sistemas híbridos que integrem hidrogênio renovável e bio-hidrogênio com armazenamento sazonal; desenvolvimento de metodologias de análise de ciclo de vida social para quantificar impactos distributivos, de logística e identificar mecanismos de compensação; estudos etnográficos sobre aceitação social em comunidades potencialmente impactadas; e construção de cenários integrados de hidrogênio e biocombustíveis para as metas das NDCs pós-2035.

A transição para matriz de baixo carbono exige, fundamentalmente, reconhecimento de que soluções técnicas só se materializam quando articuladas a transformações institucionais profundas e à democratização dos benefícios energéticos. O hidrogênio verde será tanto mais relevante para a descarbonização brasileira quanto mais conseguir superar lógicas extrativistas e incorporar as dimensões da justiça energética como pilares centrais de seu desenvolvimento. Seu legado não deverá medir-se apenas em toneladas de CO₂ evitadas, mas na capacidade de gerar novas relações entre tecnologia, território e sociedade, honrando o potencial transformador da transição energética como projeto civilizatório.

Capítulo 6

Conclusão

Esta dissertação demonstrou que o Brasil possui condições naturais excepcionais para posicionar-se como líder na transição energética global através do hidrogênio verde, porém enfrenta contradições estruturais que transcendem a esfera técnica e demandam transformações institucionais profundas. A análise revelou que o superávit renovável brasileiro - com capacidade para sustentar até 51 milhões de toneladas anuais de hidrogênio verde, conforme calculado neste trabalho - contrasta radicalmente com os obstáculos econômicos e políticos que limitam sua materialização. O custo médio de produção (LCOH entre US\$ 5,45 e 14,20 por kg), significativamente superior aos benchmarks internacionais, decorre de limitações tecnológicas de recursos, mas também de desequilíbrios político-institucionais históricos, onde subsídios anuais ao setor fóssil perpetuam mecanismos de lock-in que estrangulam inovações sustentáveis. Esta contradição atinge seu ápice quando confrontada com a expansão planejada de petróleo e gás, que anularia parte do potencial de mitigação do hidrogênio verde na transição energética, expondo a desconexão entre compromissos climáticos e políticas energéticas setoriais.

A síntese dos resultados aponta para três dimensões críticas inter-relacionadas. Primeiramente, as limitações econômicas do hidrogênio verde no contexto brasileiro revelam-se menos como problema técnico e mais como falha de coordenação política, demandando arcabouços regulatórios integrados que superem a fragmentação atual entre ANP, ANEEL e MMA, e criem sinergias efetivas entre diferentes fontes renováveis. Em segundo lugar, os trade-offs socioambientais - particularmente o consumo hídrico em regiões semiáridas onde se concentram 70% dos projetos - exigem protocolos rigorosos de gestão dos recursos hídricos que previnam impactos negativos em comunidades locais já submetidas a estresse

hídrico crônico, incorporando lições de conflitos anteriores em complexos eólicos e hidrelétricos. Terceiro, a concentração de 78% dos projetos em capitais estrangeiros evidencia riscos de colonialidade energética, embora experiências emergentes de power-sharing no Ceará sinalizem caminhos alternativos de governança mais equitativos e catalisadores de desenvolvimento endógeno.

As implicações práticas desta pesquisa apontam para a urgência de um marco regulatório específico, materializado em uma Lei do Hidrogênio Verde que estabeleça certificação de origem robusta, incentivos fiscais progressivos alinhados à Lei 14.299/2022, e cláusulas de conteúdo local escalonáveis (30-60%) para eletrolisadores. Complementarmente, recomenda-se a criação de leilões dedicados com garantias de demanda (CfDs), acoplados a um mercado de carbono com preço mínimo de US\$ 75 por tonelada financiado pela taxa de exportações e uso de combustíveis fósseis. Na dimensão social, modelos de participação comunitária com cotas de 20-30% de propriedade local - inspirados em experiências bem sucedidas em outras regiões do planeta - combinados a programas nacionais de requalificação profissional vinculados a polos fósseis em declínio, podem converter o potencial laboral de mais de 177 mil empregos até 2050 em vetor efetivo de transição justa.

Em termos de contribuição climática, embora a mitigação projetada de 42,7 MtCO₂/ano represente apenas 3,6% das metas das NDCs para 2030, sua relevância estratégica reside na capacidade de descarbonizar setores intratáveis como siderurgia e transporte pesado de longo curso, onde alternativas como eletrificação direta e biocombustíveis encontram limitações intrínsecas. Esta modéstia quantitativa não reduz seu significado qualitativo como facilitador da transição industrial profunda, desde que inserido em estratégia energética pluralista que evite falsas competições com biocombustíveis e explore sinergias tecnológicas. Futuros estudos deverão aprofundar quatro eixos prioritários: modelagem de sistemas híbridos integrados ao SIN; análises de ciclo de vida social (S-LCA) para quantificação de impactos distributivos e logísticos da economia do hidrogênio verde; etnografias da aceitação comunitária em regiões vulneráveis; e cenários de integração H₂-biocombustíveis nas NDCs pós-2035.

Conclui-se que o hidrogênio verde deverá consolidar-se como vetor complementar - não exclusivo - na matriz energética brasileira, atuando em nichos específicos onde suas

propriedades físico-químicas oferecem vantagens comparativas insubstituíveis. Seu legado transcendente medir-se-á não apenas em toneladas de CO₂ evitadas, mas na capacidade de estabelecer novas relações entre tecnologia, território e sociedade, catalisando processos emancipatórios que convertam o superávit renovável em instrumento de justiça energética. O Brasil possui todos os elementos para liderar esta transição pluralista - faltando-lhe, talvez, a coragem política para romper com paradigmas extrativistas e abraçar a complexidade de um projeto civilizatório verdadeiramente sustentável.

Referências

ABAS, Azlan *et al.* A systematic literature review on public participation in decision-making for local authority planning: A decade of progress and challenges. **Environmental Development**, v. 46, p. 100853, 2023. ISSN 2211-4645. DOI: 10.1016/j.envdev.2023.100853. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.envdev.2023.100853>. Acesso em: 30 jun. 2025.

ABDELSALAM, Emad *et al.* Integrating solar chimney and desalination process for sustainable hydrogen generation: Towards a greener future. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 107, p. 40–51, 2025. Acesso em: abr. 2025. ISSN 0360-3199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2024.10.127. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.10.127>.

ABDULLAH, Zulfhazli *et al.* The impact of fuel cell vehicles deployment on road transport greenhouse gas emissions through 2050: Evidence from 15 G20 countries. **Journal of Environmental Management**, v. 370, p. 122660, 2024. ISSN 0301-4797. DOI: 10.1016/j.jenvman.2024.122660. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2024.122660>.

AGÊNCIA MINAS. **Agronegócio mineiro responde por 22% do PIB do estado e soma 1.200 novas vagas com carteira em 2023**. [*S. l.: s. n.*], 2024. Disponível em: <https://www.agenciaminas.mg.gov.br/noticia/agronegocio-mineiro-responde-por-22-do-pib-do-estado-e-soma-1-200-novas-vagas-com-carteira-em-2023>.

AGÊNCIA NACIONAL DE TRANSPORTES TERRESTRES – ANTT. **Convenção nº 169 da OIT – Povos Indígenas e Tribais**. 2021. Disponível em: <https://portal.antt.gov.br/conven%C3%A7ao-n-169-da-oit-povos-indigenas-e-tribais>.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2024**. [*S. l.: s. n.*]. publicado em 28 jun. 2024; atualizado em 14 abr. 2025. Acesso em: 13 jul. 2025.

AGRICULTURA E PECUÁRIA, Ministério da. **Estatísticas do Setor de Fertilizantes – Plano Nacional de Fertilizantes**. [S. l.: s. n.], 2024. Acesso em: 20 fev. 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/agricultura/pt-br/assuntos/insumos-agropecuarios/insumos-agricolas/fertilizantes/plano-nacional-de-fertilizantes/estatisticas-do-setor>.

AGROLINK. **Importação de nitrogenados é recorde no ano**. [S. l.: s. n.], 2024. Acesso em: 20 fev. 2025. Disponível em: https://www.agrolink.com.br/fertilizantes/noticia/importacao-de-nitrogenados-e-recorde-no-ano_456589.html.

ÁGUAS, Agência Nacional de. **Mapa – Índice de Segurança Hídrica**. Acesso em: 18 nov. 2024. 2020. Disponível em: <https://metadados.inde.gov.br/geonetwork/srv/por/catalog.search#/metadata/c349dc5a-0c01-4f14-9519-e3340fef2c66>.

ALBATAYNEH, A. *et al.* Comparison of the Overall Energy Efficiency for Internal Combustion Engine Vehicles and Electric Vehicles. **Environmental and Climate Technologies**, v. 24, n. 1, p. 669–680, 2020. DOI: 10.2478/rtuect-2020-0041. Disponível em: <https://doi.org/10.2478/rtuect-2020-0041>.

ALGHOUL, M.A. *et al.* Concise Approach for Determining the Optimal Annual Capacity Shortage Percentage using Techno-Economic Feasibility Parameters of PV Power System. **E3S Web of Conferences**, v. 23, p. 07003, 2017. World Renewable Energy Congress-17. DOI: 10.1051/e3sconf/20172307003. Disponível em: https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/pdf/2017/11/e3sconf_wrec2017_07003.pdf.

ALTARAZI, Yazan S. M. *et al.* Effects of biofuel on engines performance and emission characteristics: A review. **Energy**, v. 238, p. 121910, 2022. ISSN 0360-5442. DOI: 10.1016/j.energy.2021.121910. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121910>. Acesso em: 30 jun. 2025.

AMORIM, A. L. de; RIBEIRO, M. M. R.; BRAGA, C. F. C. Conflitos em bacias hidrográficas compartilhadas: o caso da bacia do rio Piranhas-Açu/PB-RN. **RBRH – Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, v. 21, n. 1, p. 36–45, 2016. ISSN 2318-0331. DOI: 10.21168/rbrh.v21n1.p36-45. Disponível em: <https://doi.org/10.21168/rbrh.v21n1.p36-45>. Acesso em: 7 jul. 2025.

ANA. **Segurança Hídrica**. [S. l.: s. n.], 2024. Acesso em: 25 nov. 2024. Disponível em: <https://pnsh.ana.gov.br/seguranca>.

ANDRADE, V. C. S. de; RODRIGUES, G. S. de S. C. Análise da Formulação da Política Nacional de Biocombustíveis - Renovabio: o Territorial, o Político e o Econômico. **Sociedade & Natureza**, v. 36, e71461, 2024. DOI:

10.14393/SN-v36-2024-71461. Disponível em:
<https://doi.org/10.14393/SN-v36-2024-71461>.

ANDREWS, Rhys *et al.* Corporatization in the Public Sector: Explaining the Growth of Local Government Companies. **Public Administration Review**, v. 80, p. 482–493, 2020. ISSN 1540-6210. DOI: 10.1111/puar.13052. Disponível em:
<https://doi.org/10.1111/puar.13052>. Acesso em: 30 jun. 2025.

ANEEL. **Organizações – Dados Abertos – Agência Nacional de Energia Elétrica**. ANEEL. 2025. Disponível em:
<https://dadosabertos.aneel.gov.br/organization/agencia-nacional-de-energia-eletrica?groups=geracao>. Acesso em: 30 jun. 2025.

ANOUNE, K. *et al.* Green Hydrogen, Driving Morocco's Renewable Energy Transition and Shaping Global Geopolitical Dynamics. *In*: EL BHIRI, B.; ASSOUL, S.; ESSAAIDI, M. (ed.). **Technology and the Environment: Implementing Smart and Sustainable Solutions into Our Cities**. Cham: Springer, 2025. (Advances in Science, Technology & Innovation). ICATH 2023. DOI:
10.1007/978-3-031-74474-7_15. Disponível em:
https://doi.org/10.1007/978-3-031-74474-7_15. Acesso em: 7 jul. 2025.

ARAYARÁ. **Impactos ambientais e sociais: licenciamento de mina de carvão que abastece a Braskem no Polo Petroquímico de Triunfo é questionado**. Artigo online sobre conflito socioambiental envolvendo a mina de carvão e a Braskem. 2025. Disponível em: <https://arayara.org/impactos-ambientais-e-sociais-licenciamento-de-mina-de-carvao-que-abastece-a-braskem-no-polo-petroquimico-de-triunfo-e-questionado/>. Acesso em: 7 jul. 2025.

ARCHER, David; BROVKIN, Victor. The millennial atmospheric lifetime of anthropogenic CO₂. **Climatic Change**, v. 90, n. 3, p. 283–297, 2008. DOI:
10.1007/s10584-008-9413-1. Disponível em:
<https://doi.org/10.1007/s10584-008-9413-1>. Acesso em: 7 jul. 2025.

ARCHIBONG, E. I.; AFOLABI, A. P. From colonial exploitation to renewable transition: A critical analysis of Africa's energy paradigm. **European Journal of Sustainable Development Research**, v. 7, n. 4, em0236, 2023. DOI:
10.29333/ejosdr/13635. Disponível em: <https://doi.org/10.29333/ejosdr/13635>. Acesso em: 12 jul. 2025.

ARUNACHALAM, M.; HAN, D.S. Efficient solar-powered PEM electrolysis for sustainable hydrogen production: an integrated approach. **Emergent Materials**, v. 7, p. 1401–1415, 2024. DOI: 10.1007/s42247-024-00697-y. Disponível em:
<https://doi.org/10.1007/s42247-024-00697-y>.

ASSOCIAÇÃO ACO BRASIL. **Dados do setor**. Página institucional com dados sobre o setor de construção e habitação. 2025. Disponível em: <https://www.acobrasil.org.br/site/dados-do-setor/>. Acesso em: 7 jul. 2025.

ATHIA, N. *et al.* Factors affecting the economy of green hydrogen production pathways for sustainable development and their challenges. **Environmental Science and Pollution Research**, v. 31, p. 44542–44574, 2024. DOI: 10.1007/s11356-024-34096-x. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s11356-024-34096-x>. Acesso em: 7 jul. 2025.

ATLAS, Global Wind. **Atlas Global de Ventos – Brasil**. Acesso em: 21 ago. 2024. 2024. Disponível em: <https://globalwindatlas.info/en/area/Brazil>.

AULAKH, Deepinder Jot Singh; BOULAMA, Kiari Goni; PHAROAH, Jon G. On the reduction of electric energy consumption in electrolysis: A thermodynamic study. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 46, n. 33, p. 17084–17096, 2021. ISSN 0360-3199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2021.02.161. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.02.161>.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL (BNDES). **BNDES Finem: Redução do uso de recursos naturais**. [*S. l.: s. n.*], 2025. <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/bndes-finem-reducao-uso-recursos-naturais/>. Acesso em: abr. 2025.

BARRETO, Elisabete Joana Paes; NASCIMENTO FILHO, Aloisio S.; SABA, Hugo. A systematic review of the regulation of green hydrogen-based electricity generation in Brazil. **Journal of Bioengineering, Technologies and Health**, v. 7, n. 3, p. 299–305, 2024. DOI: 10.34178/jbth.v7i3.415.

BATTISTI, L. Energy, power, and greenhouse gas emissions for future transition scenarios. **Energy Policy**, v. 179, p. 113626, 2023. ISSN 0301-4215. DOI: 10.1016/j.enpol.2023.113626. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113626>. Acesso em: 7 jul. 2025.

BAUER, Christian; AL., et. On the climate impacts of blue hydrogen production. **Sustainable Energy & Fuels**, v. 6, n. 1, p. 66–75, 2022. DOI: 10.1039/D1SE01508G. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1039/D1SE01508G>. Acesso em: 6 jun. 2025.

BBC NEWS BRASIL. **Título do artigo disponível no link**. Reportagem da BBC News Brasil sobre evento/tema abordado em 2022. Ago. 2022. Disponível em: <https://www.bbc.com/portuguese/brasil-60856628>. Acesso em: 7 jul. 2025.

BENAHMED, Abdelhafid *et al.* Investigating the long-term economic sustainability and water production costs of desalination plants: A case study from Chatt Hilal in Algeria.

Egyptian Journal of Aquatic Research, v. 51, n. 1, p. 31–38, 2025. Acesso em: abr. 2025. ISSN 1687-4285. DOI: 10.1016/j.ejar.2024.11.011. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ejar.2024.11.011>.

BENAVIDES, Kali *et al.* Mitigating emissions in the global steel industry: Representing CCS and hydrogen technologies in integrated assessment modeling. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 131, p. 103963, 2024. ISSN 1750-5836. DOI: 10.1016/j.ijggc.2023.103963. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2023.103963>. Acesso em: 30 jun. 2025.

BESHI, Tesfaye D.; KAUR, Ravinder. Public Trust in Local Government: Explaining the Role of Good Governance Practices. **Public Organization Review**, v. 20, p. 337–350, 2020. ISSN 1566-7170. DOI: 10.1007/s11115-019-00444-6. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s11115-019-00444-6>. Acesso em: 30 jun. 2025.

BHUIYAN, Md Monjur Hossain; SIDDIQUE, Zahed. Hydrogen as an alternative fuel: A comprehensive review of challenges and opportunities in production, storage, and transportation. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 102, p. 1026–1044, 2025. ISSN 0360-3199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2025.01.033. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.01.033>. Acesso em: 30 jun. 2025.

BINZ, Christian; TRUFFER, Bernhard. Global Innovation Systems—A conceptual framework for innovation dynamics in transnational contexts. **Research Policy**, v. 46, n. 7, p. 1284–1298, 2017. ISSN 0048-7333. DOI: 10.1016/j.respol.2017.05.012. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.respol.2017.05.012>. Acesso em: 30 jun. 2025.

BINZ, Christian; TRUFFER, Bernhard; COENEN, Lars. Why space matters in technological innovation systems—Mapping global knowledge dynamics of membrane bioreactor technology. **Research Policy**, v. 43, n. 1, p. 138–155, 2014. ISSN 0048-7333. DOI: 10.1016/j.respol.2013.10.015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.respol.2013.10.015>. Acesso em: 30 jun. 2025.

BLOOMBERGNEF. **Global Carbon Capture Capacity Due to Rise Sixfold by 2030**. [*S. l.: s. n.*], out. 2022. Acesso em: 13 jul. 2025. Disponível em: <https://about.bnef.com/insights/finance/global-carbon-capture-capacity-due-to-rise-sixfold-by-2030/>.

BNDES. **Fundo Clima: Apoio a projetos de mitigação da mudança do clima e adaptação aos seus efeitos**. [*S. l.: s. n.*], 2025. <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/fundo-clima>. Acesso em: abr. 2025.

BNDES. **Hidrogênio de baixo carbono**. [S. l.: s. n.], 2024. Acesso em: 09 dez. 2024. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/onde-atuamos/infraestrutura/hidrogenio-baixo-carbono>.

BORETTI, Alberto; ROSA, Lorenzo. Reassessing the projections of the world water development report. **NPJ Clean Water**, v. 2, p. 1–6, 2019. DOI: 10.1038/s41545-019-0039-9. Disponível em: <https://www.nature.com/articles/s41545-019-0039-9>. Acesso em: 30 jun. 2025.

BOZZANO, Giulia; MANENTI, Flavio. Efficient Methanol Synthesis: Perspectives, Technologies and Optimization Strategies. **Progress in Energy and Combustion Science**, v. 56, p. 100789, 2016. DOI: 10.1016/j.pecs.2016.08.001.

BRASIL. **Decreto nº 4.339, de 22 de agosto de 2002**. [S. l.]: Presidência da República, 2002. Acessado em: dd mmm. yyyy. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/2002/d4339.htm.

BRASIL. **Lei nº 12.651, de 25 de maio de 2012**. Acesso em: 30 out. 2024. 2012. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/lei/112651.htm.

BRASIL. **Lei nº 9.985, de 18 de julho de 2000**. Acesso em: 30 out. 2024. 2000. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19985.htm.

BRASIL. **Lei nº 14.299, de 5 de janeiro de 2022: Institui subvenção econômica às concessionárias de distribuição de energia elétrica de pequeno porte e cria o Programa de Transição Energética Justa**. Publicada no DOU em 6 jan. 2022; institui subvenção econômica e o Programa de Transição Energética Justa. Jan. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/leis/lei-n-14-299-2022.pdf/view>. Acesso em: 7 jul. 2025.

BRASIL. **Lei nº 14.948, de 2 de agosto de 2024: Institui o marco legal do hidrogênio de baixa emissão de carbono**. Publicada no DOU em 5 ago. 2024; institui incentivos fiscais, o Rehidro e o PHBC. 2024. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2023-2026/2024/Lei/L14948.htm. Acesso em: 30 jun. 2025.

BRASIL. **Lei nº 15.042, de 11 de dezembro de 2024: institui o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SBCE) e altera legislação correlata**. Publicada no DOU em 12 dez. 2024; institui SBCE e altera Leis nºs 12.187/2009, 12.651/2012, 6.385/1976 e 6.015/1973. Dez. 2024. Disponível em: <https://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/2024/lei-15042-11-dezembro-2024-796690-publicacaooriginal-173745-pl.html>. Acesso em: 7 jul. 2025.

BRASIL, Agência. **País precisa de 3 mil técnicos por ano para expandir hidrogênio verde**. [S. l.: s. n.], 2024. Acesso em: 28 abr. 2025. Disponível em: <https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2024-09/pais-precisa-de-3-mil-tecnicos-por-ano-para-expandir-hidrogenio-verde>.

BRASIL, Banco Central do. **Meta de Inflação**. Acesso em: 04 nov. 2024. 2024. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/metainflacao>.

BRASIL, BBC News. **O que é hidrogênio verde e por que ele pode revolucionar a indústria de energia**. Acesso em: 20 mar. 2025. abril 2021. Disponível em: <https://www.bbc.com/portuguese/geral-56604972>.

BRAZIL – UNFCCC. **Brazil Second Nationally Determined Contribution**. Nov. 2024. Disponível em: https://unfccc.int/sites/default/files/2024-11/Brazil_Second%20Nationally%20Determined%20Contribution%20%28NDC%29_November2024.pdf. Acesso em: 6 jun. 2025.

BRESSER-PEREIRA, Luiz Carlos; NAKANO, Yoshiaki. Uma Estratégia de Desenvolvimento com Estabilidade. **Revista de Economia Política**, v. 22, n. 3, p. 533–563, 2002. DOI: 10.1590/0101-31572002-1246. Disponível em: <https://doi.org/10.1590/0101-31572002-1246>. Acesso em: 7 jul. 2025.

BULLARD, Robert. Enfrentando o racismo ambiental no século XXI. *In*: ACSELRAD, Henri; PÁDUA, José Augusto de; HERCULANO, Selene (ed.). **Justiça ambiental e cidadania**. São Paulo: Relume Dumará e Fundação Ford, 2004. p. 79.

BUSINESS & HUMAN RIGHTS RESOURCE CENTRE. **Brazil: Expansion of wind energy projects raises allegations of rights violations against indigenous communities**. Acesso em: 11 jul. 2025. 2024. Disponível em: <https://www.business-humanrights.org/en/latest-news/brazil-expansion-of-wind-energy-projects-raises-allegations-of-rights-violations-against-indigenous-communities/>. Acesso em: 11 jul. 2025.

CANELAS, Joana; CARVALHO, António. The dark side of the energy transition: Extractivist violence, energy (in)justice and lithium mining in Portugal. **Energy Research & Social Science**, v. 100, p. 103096, 2023. ISSN 2214-6296. DOI: 10.1016/j.erss.2023.103096. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2023.103096>.

CASA CIVIL DA PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. **Transição e Segurança Energética — Novo PAC**. Página institucional com dados sobre investimentos do Novo Paco em transição e segurança energética. 2024. Disponível em: <https://www.casa.gov.br/transicao-e-seguranca-energetica>.

[//www.gov.br/casacivil/pt-br/novopac/transicao-e-seguranca-energetica](http://www.gov.br/casacivil/pt-br/novopac/transicao-e-seguranca-energetica). Acesso em: 30 jun. 2025.

CATAIA, Márcio; DUARTE, Luciano. Território e energia: crítica da transição energética. **Revista da ANPEGE**, 2022.

CATF. **Evaluating Weighted Average Cost of Capital (WACC) in the Power Sector for African Countries**. [S. l.], 2024. Acesso em: 20 mar. 2025. Disponível em: <https://www.catf.us/resource/evaluating-weighted-average-cost-capital-wacc-power-sector-african-countries/>.

CAVALCANTE, L. V.; SOUSA, J. A. de; ASSIS, T. M. F. de. As contradições da energia renovável no Semiárido: o caso da injustiça ambiental produzida por empreendimento de energia solar na Comunidade Quilombola Pitombeira (Paraíba - Brasil). **Revista NERA**, v. 28, n. 1, e10639, 2025. ISSN 1806-6755. DOI: 10.47946/rnera.v28i1.10639. Disponível em: <https://doi.org/10.47946/rnera.v28i1.10639>. Acesso em: 11 jul. 2025.

CEBRI. **Mercado de Carbono e Oportunidades para o Hidrogênio Verde**. [S. l.], 2023. Acesso em: 2 abr. 2025. Disponível em: https://cebri.org/media/documentos/arquivos/CEBRI_Australia_Hidrogenio_pt.pdf.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (CEPEL). **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Rio de Janeiro: CEPEL, 2001. Acesso em: 18 mar. 2025. Disponível em: https://cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf.

CGEE. **Hidrogênio energético no Brasil: subsídios para políticas de competitividade: 2010-2025**. Brasília, DF: CGEE, 2010. Acesso em: 28 abr. 2024. Disponível em: https://www.cgee.org.br/documents/10195/734063/Hidrogenio_energetico_completo_22102010_9561.pdf/367532ec-43ca-4b4f-8162-acf8e5ad25dc?version=1.5.

CHAUBE, Abhishek *et al.* The role of hydrogen in achieving long term Japanese energy system goals. **Energies**, v. 13, n. 17, p. 4539, 2020. ISSN 1996-1073. DOI: 10.3390/en13174539. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en13174539>. Acesso em: 30 jun. 2025.

CHIRISA, I.; MPHAMBUKELI, T. N. Hydrogen Economy. *In*: BREARS, R. (ed.). **The Palgrave Encyclopedia of Sustainable Resources and Ecosystem Resilience**. [S. l.]: Palgrave Macmillan, Cham, 2024. DOI: 10.1007/978-3-030-67776-3_58-1. Disponível em: https://doi.org/10.1007/978-3-030-67776-3_58-1. Acesso em: 7 jul. 2025.

CLICK PETRÓLEO & GÁS. **A crise da energia renovável no Brasil: cortes de geração prejudicam usinas solares e eólicas no Ceará.** Reportagem sobre cortes de geração de energia renovável no Ceará. 2025. Disponível em: <https://en.clickpetroleogas.com.br/a-crise-da-energia-renovavel-no-brasil-cortes-de-geracao-prejudicam-usinas-solares-e-eolicas-no-ceara/>. Acesso em: 30 jun. 2025.

CLIMATE ACTION TRACKER. **Brazil – Climate Action Tracker.** 2025. Disponível em: <https://climateactiontracker.org/countries/brazil/>. Acesso em: 30 jun. 2025.

CLIMATE TRANSPARENCY / CENTROCLIMA. **Climate Transparency Report 2021: Brazil – Country Profile.** [S. l.], 2021. Relatório. Disponível em: <https://www.climate-transparency.org/wp-content/uploads/2021/10/CT2021Brazil.pdf>. Acesso em: 11 jul. 2025.

CLIMATE WATCH. **Climate Watch – data for climate action: plataforma de dados e visualizações sobre emissões de GHG e compromissos climáticos nacionais.** Plataforma mantida pelo WRI com dados abertos sobre emissões de gases de efeito estufa e NDCs. 2025. Disponível em: <https://www.climatewatchdata.org/>. Acesso em: 7 jul. 2025.

COENEN, Lars; BENNEWORTH, Paul; TRUFFER, Bernhard. Toward a spatial perspective on sustainability transitions. **Research Policy**, v. 41, n. 6, p. 968–979, 2012. ISSN 0048-7333. DOI: 10.1016/j.respol.2012.02.014. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.respol.2012.02.014>. Acesso em: 30 jun. 2025.

COMPANY, McKinsey &. **Hidrogênio verde: uma oportunidade de geração de riqueza com sustentabilidade para o Brasil e o mundo.** Acesso em: 19 mar. 2025. 2022. Disponível em: <https://www.mckinsey.com/br/en/our-insights/hidrogenio-verde-uma-oportunidade-de-geracao-de-riqueza-com-sustentabilidade-para-o-brasil-e-o-mundo>.

COMPANY, McKinsey &. **Hidrogênio verde: uma oportunidade de geração de riqueza com sustentabilidade para o Brasil e o mundo.** [S. l.: s. n.], 2024. Acesso em: 28 abr. 2025. Disponível em: <https://www.mckinsey.com/br/en/our-insights/hidrogenio-verde-uma-oportunidade-de-geracao-de-riqueza-com-sustentabilidade-para-o-brasil-e-o-mundo>.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA (CNI). **Mercado de hidrogênio verde e power-to-X: demanda por capacitações profissionais.** Artigo sobre lacunas profissionais e necessidades de formação no setor de hidrogênio verde e Power-to-X. Mar. 2023. Disponível em: <https://www.portaldaindustria.com.br/publicacoes/2023/3/mercado-de->

hidrogenio-verde-e-power-x-demanda-por-capacitacoes-profissionais/. Acesso em: 7 jul. 2025.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DOS TRABALHADORES NA AGRICULTURA (CONTAG). **Anuário Agricultura 2024**. Brasília, DF, 2024. Relatório técnico anual com dados e informações sobre o setor agrícola. Disponível em: <https://ww2.contag.org.br/documentos/pdf/18459-2234957-anua%CC%81rio-agricultura-2024.pdf>. Acesso em: 7 jul. 2025.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DOS TRABALHADORES NA AGRICULTURA FAMILIAR (CNAF). **Audiência pública: impactos da produção de fertilizantes nitrogenados**. Página sobre audiência pública e impactos da produção de fertilizantes nitrogenados. 2025. Disponível em: <https://conaf.org.br/audiencia-publica-impactos-da-producao-de-fertilizantes-nitrogenados/>. Acesso em: 7 jul. 2025.

CONSELHO NACIONAL DO MEIO AMBIENTE (CONAMA). **Resolução CONAMA nº XX, de XX de XXXX de 2024**. [S. l.]: Ministério do Meio Ambiente, 2024. Acessado em: 30 out. 2024. Disponível em: https://conama.mma.gov.br/index.php?option=com_sisconama&task=documento.download&id=25954.

COSTA, Melissa Rodrigues da; BARROS, Lucas Vieira. Study and update of Reservoir-Triggered Seismicity (RTS) in Balbina (AM) and Tucuruí (PA) reservoirs. *In: SBGF. ANAIS do 18º Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica*. Rio de Janeiro: [s. n.], 2023. Trabalho apresentado no congresso realizado de 16–19 de outubro de 2023.

COX, Peter M.; WILLIAMSON, Mark S.; FRIEDLINGSTEIN, Pierre *et al.* Emergent constraints on carbon budgets as a function of global warming. **Nature Communications**, v. 15, p. 1885, 2024. DOI: 10.1038/s41467-024-46137-7. Disponível em: <https://doi.org/10.1038/s41467-024-46137-7>. Acesso em: 7 jul. 2025.

CPRM. **Mapa de Declividade em Percentual do Relevo Brasileiro**. [S. l.: s. n.], 2024. Acesso em: 21 nov. 2024. Disponível em: <https://www.sgb.gov.br/mapa-de-declividade-em-percentual-do-relevo-brasileiro>.

CPRM. **Nota Técnica: Mapa de Declividade em Percentual do Relevo Brasileiro**. [S. l.: s. n.], 2010. Acesso em: 21 nov. 2024. Disponível em: https://www.sgb.gov.br/documents/d/guest/nota_tecnica_mapa_declive-pdf.

CRIPPA, Marco; GUIZZARDI, Daniele; PAGANI, Federico *et al.* **GHG emissions of all world countries**. Luxembourg, 2024. Relatório EDGAR sobre emissões globais de GEE. DOI: 10.2760/4002897. Disponível em: https://edgar.jrc.ec.europa.eu/report_2024. Acesso em: 30 jun. 2025.

CSIRO. **National Hydrogen Roadmap: Pathways to an Economically Sustainable Hydrogen Industry in Australia**. [S. l.: s. n.], 2018.

https://www.csiro.au/-/media/Do-Business/Files/Futures/18-00314_EN_NationalHydrogenRoadmap_WEB_180823.pdf. Acesso em: abr. 2025.

D'ODORICO, Paolo; AL., et. The global food-energy-water nexus. **Reviews of Geophysics**, v. 56, p. 456–531, 2018. DOI: 10.1029/2017RG000591. Disponível em: <https://doi.org/10.1029/2017RG000591>. Acesso em: 30 jun. 2025.

DAVOODI, Shadfar *et al.* Review of technological progress in carbon dioxide capture, storage, and utilization. **Gas Science and Engineering**, v. 117, p. 205070, 2023. ISSN 2949-9089. DOI: 10.1016/j.jgsce.2023.205070. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jgsce.2023.205070>.

DEPARTAMENTO NACIONAL DE INFRAESTRUTURA DE TRANSPORTES (DNIT). **Sistema de Informações Geográficas do DNIT - VGeo**. [S. l.: s. n.], 2024. Accessed: 28 out. 2024. Disponível em: <https://servicos.dnit.gov.br/vgeo/>.

DEPARTMENT OF CLIMATE CHANGE ENERGY, the Environment; (DCCEEW), Water. **Building Regional Hydrogen Hubs**. [S. l.], 2024. Acesso em: 20 mar. 2025. Disponível em: <https://www.dcceew.gov.au/energy/hydrogen/building-regional-hydrogen-hubs>.

DEPARTMENT OF CLIMATE CHANGE, ENERGY, ENVIRONMENT AND WATER (AUSTRALIA). **Growing Australia's hydrogen industry – building regional hydrogen hubs**. Detalha investimentos em hubs regionais de hidrogênio. 2025. Disponível em: <https://www.dcceew.gov.au/energy/hydrogen>. Acesso em: 7 jul. 2025.

DEVLIN, A. *et al.* Global green hydrogen-based steel opportunities surrounding high quality renewable energy and iron ore deposits. **Nature Communications**, v. 14, p. 2578, 2023. DOI: 10.1038/s41467-023-38123-2. Disponível em: <https://doi.org/10.1038/s41467-023-38123-2>. Acesso em: 6 jun. 2025.

DEVLIN, Alexandra *et al.* Global Green Hydrogen-Based Steel Opportunities Surrounding High Quality Renewable Energy and Iron Ore Deposits. **Nature Communications**, v. 14, p. 2578, 2023. DOI: 10.1038/s41467-023-38123-2.

DIÁLOGO CHINO BRASIL. **Energia limpa avança pela Bahia sobrepondo-se a territórios de comunidades tradicionais**. 2025. Disponível em: <https://dialogue.earth/pt-br/nao-categorizado/60621-energia-limpa-avanca-pela-bahia-sobrepondo-se-a-territorios-de-comunidades-tradicionais/>. Acesso em: 14 jul. 2025.

DINCER, Ibrahim; ACAR, Canan. Smart energy solutions with hydrogen options. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 43, n. 18, p. 8579–8599, 2018. ISSN 0360-3199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2018.03.120. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.03.120>. Acesso em: 30 jun. 2025.

DOWLING, Carmel; OTERO, Gerardo. Mirages or miracles? Lithium extraction and the just energy transition. **Energy Research & Social Science**, v. 119, p. 103862, 2025. ISSN 2214-6296. DOI: 10.1016/j.erss.2024.103862. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2024.103862>.

DURKIN, K. *et al.* Hydrogen-Powered Vehicles: Comparing the Powertrain Efficiency and Sustainability of Fuel Cell versus Internal Combustion Engine Cars. **Energies**, v. 17, n. 5, p. 1085, 2024. DOI: 10.3390/en17051085. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en17051085>. Acesso em: 7 jul. 2025.

EBC – EMPRESA BRASIL DE COMUNICAÇÃO. **Sancionada por Lula, Lei do Combustível do Futuro prevê atrair R\$ 200 bi em investimentos**. Out. 2024. Disponível em: <https://agenciagov.ebc.com.br/noticias/202410/sancionada-por-lula-lei-do-combustivel-do-futuro-preve-atrair-r-200-bi-em-investimentos>. Acesso em: 6 jun. 2025.

ECONOMIC CO-OPERATION, Organisation for; (OECD), Development. **The Role of Hydrogen in Decarbonising Energy Systems**. [S. l.], 2024. Acesso em: 20 mar. 2025. Disponível em: [https://one.oecd.org/document/ENV/WKP\(2024\)15/REV1/en/pdf](https://one.oecd.org/document/ENV/WKP(2024)15/REV1/en/pdf).

EIXOS. **Piauí mira exportação de amônia verde**. [S. l.: s. n.], 2024. Disponível em: <https://eixos.com.br/hidrogenio/piaui-mira-exportacao-de-amonia-verde/>. Acesso em: 26 ago. 2024.

ELLERSDORFER, Peter *et al.* The hydrogen-water collision: Assessing water and cooling demands for large-scale green hydrogen production in a warming climate. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 97, p. 1002–1013, 2025. Acesso em: abr. 2025. ISSN 0360-3199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2024.11.381. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.11.381>.

EMBER – ENERGY THINK TANK. **Brazil rises as G20 renewables powerhouse**. Reportagem consolidando o país como líder em renováveis no G20. Jul. 2024. Disponível em: <https://ember-energy.org/countries-and-regions/brazil/>. Acesso em: 7 jul. 2025.

- ENERGY, HOMER. **Capacity Shortage - HOMER Pro Documentation**. Acesso em: 04 nov. 2024. 2024. Disponível em: https://homerenergy.com/products/pro/docs/3.15/capacity_shortage.html.
- ENERGY, HOMER. **HOMER Pro Documentation**. Acesso em: 04 nov. 2024. 2024. Disponível em: <https://homerenergy.com/products/pro/docs/3.15/index.html>.
- ENERGY, HOMER. **HOMER Pro vs. HOMER Grid**. Acesso em: 30 out. 2024. 2024. Disponível em: <https://homerenergy.com/products/pro-vs-grid.html>.
- ENERGY, HOMER. **HOMER Pro: Modelagem de Geração Distribuída**. Acesso em: 30 out. 2024. 2024. Disponível em: <https://homerenergy.com/products/pro/index.html>.
- ENERGY, HOMER. **Net Present Cost**. [S. l.: s. n.], 2023. Acessado em: 07 nov. 2024. Disponível em: https://homerenergy.com/products/pro/docs/3.15/net_present_cost.html.
- ENSP/FIOCRUZ. **Mapa de Conflitos Envolvendo Injustiça Ambiental e Saúde no Brasil**. 2010. Disponível em: <https://mapadeconflitos.ensp.fiocruz.br/>. Acesso em: 14 jul. 2025.
- ENVIRONMENT, New Zealand Ministry for the. **Voluntary greenhouse gas reporting summary tables: emissions factors 2015**. Accessed: 2025-01-27. 2015. Disponível em: <https://environment.govt.nz/assets/Publications/Files/voluntary-ghg-reporting-summary-tables-emissions-factors-2015.pdf>.
- EPE. **Balanco Energético Nacional - Síntese 2024**. [S. l.], 2024. Acesso em: 17 fev. 2025. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-715/BEN_S%C3%ADntese_2024_PT.pdf.
- EPE. **Balanco Energético Nacional 2024**. [S. l.: s. n.], 2024. Acesso em: 25 out. 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2024>.
- EPE. **GN Fertilizantes – Diagnóstico e Perspectivas**. Brasília, DF, 2024. Relatório técnico da EPE sobre fertilizantes de amônia verde (GN). Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/EPE-DEA-IT-01-19%20-%20GN_Fertilizantes.pdf. Acesso em: 30 jun. 2025.

EPE. **Hidrogênio no Brasil – Story Map**. [S. l.: s. n.], 2025. ArcGIS Story Map publicado pela EPE. Acesso em: 13 jul. 2025.

EPE. **Investimentos e Custos Operacionais e de Manutenção no Setor de Biocombustíveis: 2024–2033**. [S. l.: s. n.], 2023. Nota Técnica EPE/DPG/SDB/2023/05, dezembro de 2023. Acesso em: 13 jul. 2025.

EPE. **Nota de Esclarecimentos – RenovaBio**. [S. l.: s. n.], 2025. publicação online, 5 meses atrás (julho 2025). Acesso em: 13 jul. 2025.

EPE. **PDE 2031: Ten-Year Energy Expansion Plan – Chapter 12: European Union System**. Brasília, DF, 2024. English version – Chapter 12 on EU system. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia/pde-2031/english-version/relatorio_pde2031_cap12_eus.pdf. Acesso em: 30 jun. 2025.

EPE. **Perspectivas para o Mercado Brasileiro de Combustíveis no Curto Prazo – edição agosto 2024**. Brasília, ago. 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-publica-a-edicao-de-agosto-de-2024-das-perspectivas-para-o-mercado-brasileiro-de-combustiveis-no-curto-prazo>. Acesso em: 14 jul. 2025.

EPE. **Perspectivas para o Mercado Brasileiro de Combustíveis no Curto Prazo – Edição de agosto de 2024**. [S. l.: s. n.]. publicado em 28 ago. 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-publica-a-edicao-de-agosto-de-2024-das-perspectivas-para-o-mercado-brasileiro-de-combustiveis-no-curto-prazo>. Acesso em: 13 jul. 2025.

EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031**. [S. l.: s. n.], 2022. <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2031>. Acesso em: 07 mai. 2024.

EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 (PDE 2034)**. [S. l.], 2025. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-758/PDE2034_Aprovado.pdf. Acesso em: 6 jun. 2025.

EPE. **Summary Report of the Brazilian Energy Balance 2025**. Notícia sobre publicação do relatório síntese do BEN 2025 (ano-referência 2024). 2025. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/en/press-room/news/epe-publishes-the-summary-report-brazilian-energy-balance-2025>. Acesso em: 30 jun. 2025.

ESRI. **Propriedades da Projeção Policônica**. [S. l.: s. n.], 2024. <https://pro.arcgis.com/en/pro-app/latest/help/mapping/properties/polyconic.htm>. Acesso em: 28 out. 2024.

ESTADO DO CEARÁ. **Decreto n.º 34.733, de 12 de maio de 2022 – institui o Plano Estadual de Transição Energética Justa do Ceará – Ceará Verde**. [S. l.: s. n.], 2022. Diário Oficial do Estado do Ceará, Série 3, Ano XIV, nº100, Caderno 1/3, 12 maio 2022. Acesso em: 13 jul. 2025.

ESTADO DO PIAUÍ, Governo do. **Lei nº 7.511, de 15 de dezembro de 2021. Dispõe sobre medidas de incentivo à inovação e à pesquisa científica e tecnológica no ambiente produtivo no Estado de Alagoas**. [S. l.: s. n.], 2021. https://sapl.al.pi.leg.br/media/sapl/public/normajuridica/2021/4915/lei_no_7.511_medidas_de_incentivo__inovao_e__pesquisa_cientfica.pdf. Acesso em: 28 abr. 2025.

ESTADO DO PIAUÍ, Governo do. **Piauí possui 178 usinas geradoras de energia limpa com capacidade para abastecer 3 milhões de residências**. Acesso em: 18 mar. 2025. 2024. Disponível em: <https://www.pi.gov.br/piaui-possui-178-usinas-geradoras-de-energia-limpa-com-capacidade-para-abastecer-3-milhoes-de-residencias>.

ESTADO DO PIAUÍ, Governo do. **Projeto de Hidrogênio Verde do Piauí é selecionado em programa global de descarbonização**. [S. l.: s. n.], 2024. Disponível em: <https://www.pi.gov.br/projeto-de-hidrogenio-verde-do-piaui-e-selecionado-em-programa-global-de-descarbonizacao/>. Acesso em: 26 ago. 2024.

ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL, Governo do. **Hidrogênio verde: uma nova identidade produtiva para o Sul do País**. [S. l.: s. n.], 2024. Acesso em: 28 abr. 2025. Disponível em: <https://www.proclima2050.rs.gov.br/hidrogenio-verde-uma-nova-identidade-produtiva-para-o-sul-do-pais>.

ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL, Governo do. **Metalurgia e Máquinas e Equipamentos**. [S. l.: s. n.], 2024. Acesso em: 20 fev. 2025. Disponível em: <https://atlassocioeconomico.rs.gov.br/metalurgia-e-maquinas-e-equipamentos>.

ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL, Governo do. **Relatório Anual de Gestão 2024**. [S. l.: s. n.], 2024. <https://www.agricultura.rs.gov.br/upload/arquivos/202408/26113434-rag-2024-22-08-24-final-capa-atualizada.pdf>. Acesso em: 26 ago. 2024.

ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL, Governo do. **Valor Adicionado Bruto da Indústria**. [S. l.: s. n.], 2024. Acesso em: 20 fev. 2025. Disponível em: <https://atlassocioeconomico.rs.gov.br/vab-industria>.

EXAME. **As 100 cidades mais ricas do agronegócio brasileiro em 2023**. [S. l.: s. n.], 2023. Disponível em: <https://exame.com/agro/as-100-cidades-mais-ricas-do-agronegocio-brasileiro-em-2023/7>.

FAPESP, Revista Pesquisa. **The path to sustainable hydrogen**. Acesso em: 19 mar. 2025. 2023. Disponível em: <https://revistapesquisa.fapesp.br/en/the-path-to-sustainable-hydrogen/>.

FASE; FIOCRUZ (ENSP/FIOCRUZ). **Comunidades de pescadores aguardam criação de Reserva Extrativista no estuário do Rio Sirinhaém (PE)**. 2025. Disponível em: <https://mapadeconflitos.ensp.fiocruz.br/conflito/pe-enquanto-pescadores-aguardam-reserva-extrativista-estuario-do-rio-sirinhaem-assiste-a-desmandos-de-grupo-usineiro-que-promove-a-expulsao-de-familias-locais-derruba-e-queima-casas-conta-com-ap/>. Acesso em: 14 jul. 2025.

FASE; FIOCRUZ (ENSP/FIOCRUZ). **Comunidades lutam para reivindicar seus direitos e acelerar processos de certificação e titulação de terras contra especulação e energia eólica – Bahia**. 2025. Disponível em: <https://mapadeconflitos.ensp.fiocruz.br/conflito/ba-comunidades-lutam-para-reivindicar-seus-direitos-e-acelerar-os-processos-de-certificacao-e-de-titulacao-de-terras-contr-especulacao-e-energia-eolica/>. Acesso em: 14 jul. 2025.

FEARNSIDE, Philip M. **Hidrelétricas na Amazônia: Impactos Ambientais e Sociais na Tomada de Decisões sobre Grandes Obras**. Manaus, Brasil: INPA, 2019. v. 3. ISBN 978-85-211-0XXX-X.

FIEMG. **Painel Indústria Mineira - Julho de 2023**. Acesso em: 17 fev. 2025. 2023. Disponível em: https://www.fiemg.com.br/wp-content/uploads/2023/04/jul_23-Painel-Industria-Mineira.1.pdf.

FONSECA, Flávio Martins da. **Regulamentação do mercado de carbono e políticas de compensação e redução de emissão de carbono na aviação civil**. 2023. Dissertação de Mestrado – Centro Universitário Internacional UNINTER, Curitiba, PR. Acesso em: 23 abr. 2025. Disponível em: <https://repositorio.uninter.com/bitstream/handle/1/1460/TCC%20-%20FLAVIO%20MARTINS%20DA%20FONSECA.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.

FRANCO, Alessandro; GIOVANNINI, Chiara. Recent and Future Advances in Water Electrolysis for Green Hydrogen Generation: Critical Analysis and Perspectives. **Sustainability**, v. 15, n. 24, p. 16917, 2023. DOI: 10.3390/su152416917. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/su152416917>.

FREIRE ORDÓÑEZ, D. *et al.* Quantifying global costs of reliable green hydrogen. **Energy Adv.**, RSC, v. 2, n. 12, p. 2042–2054, 2023. DOI: 10.1039/D3YA00318C. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1039/D3YA00318C>.

FRIEDLINGSTEIN, Pierre; AL., et. Global Carbon Budget 2020. **Earth System Science Data**, v. 12, n. 4, p. 3269–3340, 2020. DOI: 10.5194/essd-12-3269-2020. Disponível em: <https://doi.org/10.5194/essd-12-3269-2020>. Acesso em: 7 jul. 2025.

FUNDAÇÃO CENTRO DE PESQUISAS ECONÔMICAS E SOCIAIS DO PIAUÍ (CEPRO). **Relatório da CEPRO - 2023**. [S. l.: s. n.], 2023. Acesso em: 14 mar. 2025. Disponível em: http://www.cepro.pi.gov.br/download/202311/CEPR021_d4e9e1e885.pdf.

FUNDAÇÃO OSWALDO CRUZ (FIOCRUZ). **MG – Região entre Curvelo e Três Marias sofre com atividade de reflorestamento com pulverização de agrotóxicos e perdas substantivas de nascentes**. Página do Mapa de Conflitos detalha impactos socioambientais e litígios em Minas Gerais. 2025. Disponível em: <https://mapadeconflitos.ensp.fiocruz.br/conflito/mg-regiao-entre-curvelo-e-tres-marias-sofre-com-a-atividade-de-reflorestamento-com-a-pulverizacao-de-agrotoxicos-e-perdas-substantivas-de-nascentes/>. Acesso em: 7 jul. 2025.

FUNKE, Axel. **H2APEX**. [S. l.: s. n.], 2024. Acesso em: 9 dez. 2024. Disponível em: <https://hydrogentechworld.com/wp-content/uploads/sites/22/2024/07/2.6.-Axel-Funke-H2APEX.pdf>.

FURTADO, F.; PAIM, E. Energia renovável e extrativismo verde: transição ou reconfiguração? **Revista Brasileira de Estudos Urbanos e Regionais**, v. 26, e202416pt, 2024. DOI: 10.22296/2317-1529.rbeur.202416pt. Disponível em: <https://doi.org/10.22296/2317-1529.rbeur.202416pt>. Acesso em: 12 jul. 2025.

G1. **Exploração de petróleo na Foz do Amazonas deve gerar impacto negativo estrondoso no clima**. 9 jul. 2025. Disponível em: <https://g1.globo.com/meio-ambiente/noticia/2025/07/09/exploracao-de-petroleo-na-foz-do-amazonas-deve-gerar-impacto-negativo-estrondoso-no-clima.ghtml>. Acesso em: 10 jul. 2025.

GABRIELLI, Paolo; AL., et. Net-zero emissions chemical industry in a world of limited resources. **One Earth**, 2023. Artigo em acesso aberto da revista One Earth. ISSN 2590-3322. Disponível em: [https://www.cell.com/one-earth/pdf/S2590-3322\(23\)00207-5.pdf](https://www.cell.com/one-earth/pdf/S2590-3322(23)00207-5.pdf). Acesso em: 30 jun. 2025.

GANTER, Alissa *et al.* Shifting to low-carbon hydrogen production supports job creation but does not guarantee a just transition. **One Earth**, v. 7, n. 11, p. 1981–1993, 2024. ISSN 2590-3322. DOI: 10.1016/j.oneear.2024.10.009. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.oneear.2024.10.009>.

GARCÍA-GARCÍA, Pablo; CARPINTERO, Óscar; BUENDÍA, Luis. Just energy transitions to low carbon economies: A review of the concept and its effects on labour and income. **Energy Research & Social Science**, v. 70, p. 101664, 2020. ISSN 2214-6296. DOI: 10.1016/j.erss.2020.101664. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2020.101664>.

GEELS, F. W. Processes and patterns in transitions and system innovations: Refining the co-evolutionary multi-level perspective. **Technological Forecasting and Social Change**, v. 72, n. 6, p. 681–696, 2005. ISSN 0040-1625. DOI: 10.1016/j.techfore.2004.08.014. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2004.08.014>. Acesso em: 11 jul. 2025.

GEELS, F.W. Technological transitions as evolutionary reconfiguration processes: a multi-level perspective and a case-study. **Research Policy**, v. 31, n. 8–9, p. 1257–1274, 2002. ISSN 0048-7333. DOI: 10.1016/S0048-7333(02)00062-8.

GEELS, Frank W. From sectoral systems of innovation to socio-technical systems: Insights about dynamics and change from sociology and institutional theory. **Research Policy**, v. 33, n. 6-7, p. 897–920, 2004.

GILLINGHAM, Kenneth. Carbon calculus: For deep greenhouse gas emission reductions, a long-term perspective on costs is essential. **Finance Development**, v. 56, n. 4, p. 68–71, 2019. Incluído na edição de dezembro de 2019 da revista Finance & Development. ISSN 0015-1947. DOI: 10.5089/9781498316880.022.A004. Disponível em: <https://www.elibrary.imf.org/view/journals/022/0056/004/article-A004-en.xml>. Acesso em: 7 jul. 2025.

GILLINGHAM, Kenneth; STOCK, James H. The Cost of Reducing Greenhouse Gas Emissions. **Journal of Economic Perspectives**, v. 32, n. 4, p. 53–72, 2018. DOI: 10.1257/jep.32.4.53.

GIS, Clube do. **O que é Análise Multicritério e suas aplicações**. [S. l.: s. n.], 2025. Disponível em: <https://clubedogis.com.br/glossario/o-que-e-analise-multicriterio-e-suas-aplicacoes>. Acesso em: 1 abr. 2025.

GIZ – COOPERAÇÃO BRASIL-ALEMANHA PARA O DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL. **Hidrogênio verde pode adicionar R\$ 61,5 bi ao PIB brasileiro em 2050, aponta estudo**. [S. l.: s. n.], out 2024. notícia online na plataforma Eixos / PetrosolGas. Acesso em: 13 jul. 2025. Disponível em: <https://about.bnef.com/insights/finance/global-carbon-capture-capacity-due-to-rise-sixfold-by-2030/>.

GLOBAL CCS INSTITUTE. **CO RE Facility Data**. [S. l.: s. n.], 2025. <https://co2re.co/facilitydata>. Acesso em: 13 jul. 2025.

GLOBAL WITNESS. **State oil company ramping up production as Brazil readies for COP30 climate talks**. Press release alerta que a Petrobras planeja aumentar sua produção de petróleo. Jul. 2025. Disponível em: <https://globalwitness.org/en/press-releases/state-oil-company-ramping-up-production-as-brazil-readies-for-cop30-climate-talks/>. Acesso em: 11 jul. 2025.

GOLDEMBERG, José; MOREIRA, José Roberto. Política energética no Brasil. **Estudos Avançados**, v. 19, n. 55, p. 215–228, 2005. DOI: 10.1590/S0103-40142005000300015. Disponível em: <https://doi.org/10.1590/S0103-40142005000300015>. Acesso em: 7 jul. 2025.

GOMIDE, Alexandre de Ávila; PIRES, Roberto Rocha Coelho (ed.). **Capacidades estatais e democracia: a abordagem dos arranjos institucionais para análise de políticas públicas**. Brasília, DF: Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), 2014. p. 385. Organizado por Gomide e Pires; livro do Ipea publicado em 2014 com foco nas capacidades estatais no federalismo brasileiro. ISBN 978-8578111991. Disponível em: <http://bibliotecadigital.economia.gov.br/handle/123456789/525853>. Acesso em: 7 jul. 2025.

GONZÁLEZ, A.; MCKEOGH, E.; Ó GALLACHÓIR, B. The role of hydrogen in high wind energy penetration electricity systems: The Irish case. **Renewable Energy**, v. 29, n. 4, p. 471–489, 2004. ISSN 0960-1481. DOI: 10.1016/j.renene.2003.07.006. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2003.07.006>. Acesso em: 13 jul. 2025.

GOVERNO DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL. **Plano Master mapeará potencial para hidrogênio verde no Rio Grande do Sul**. [S. l.: s. n.], 2024. <https://www.estado.rs.gov.br/plano-master-mapeara-potencial-para-hidrogenio-verde-no-rio-grande-do-sul>. Acesso em: 14 abr. 2025.

GOVERNO DO PIAUÍ. **Agropecuária do Piauí registra maior crescimento de empregos formais nos últimos anos, aponta estudo da Cepro.** [S. l.: s. n.], 2025.

Acesso em: 14 mar. 2025. Disponível em:

<https://www.pi.gov.br/agropecuaria-do-piaui-registra-maior-crescimento-de-empregos-formais-nos-ultimos-anos-aponta-estudo-da-cepro/>.

GOVERNO DO PIAUÍ. **Rafael Fonteles sanciona lei que cria a Política Estadual do Hidrogênio Verde.** [S. l.: s. n.], 2024.

<https://www.pi.gov.br/rafael-fonteles-sanciona-lei-que-cria-a-politica-estadual-do-hidrogenio-verde/>. Acesso em: 14 abr. 2025.

GREEN ENERGY PARK – GEP. **Green Energy Park Piauí: planta de produção de hidrogênio verde – até 10,8 GW em desenvolvimento.** [S. l.: s. n.], 2024. site oficial da empresa. Acesso em: 13 jul. 2025.

GREENPEACE BRASIL. **Exploração de petróleo na Amazônia: seus impactos.** 2025. Disponível em:

<https://www.greenpeace.org/brasil/blog/extracao-de-petroleo-na-amazonia/>.

GRIFFITHS, Steve *et al.* Industrial decarbonization via hydrogen: A critical and systematic review of developments, socio-technical systems and policy options. **Energy Research & Social Science**, v. 80, p. 102208, 2021. ISSN 2214-6296. DOI:

10.1016/j.erss.2021.102208. Disponível em:

<https://doi.org/10.1016/j.erss.2021.102208>. Acesso em: 6 jun. 2025.

GRIN, John; ROTMANS, Jan; SCHOT, Johan. **Transitions to sustainable development: new directions in the study of long-term transformative change.** London: Routledge, 2010.

GUITAR, M. A.; THOME, A.; BRITZ, D. How green will the green-steel production be? **Discover Sustainability**, v. 6, p. 405, 2025. DOI: 10.1007/s43621-025-01254-1.

Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s43621-025-01254-1>. Acesso em: 7 jul. 2025.

GUTIÉRREZ-MARTÍN, F.; CONFENTE, D.; GUERRA, I. Management of variable electricity loads in wind – Hydrogen systems: The case of a Spanish wind farm. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 35, n. 14, p. 7329–7336, 2010. ISSN 0360-3199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2010.04.181. Disponível em:

<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.04.181>. Acesso em: 13 jul. 2025.

HALDER, Pobitra *et al.* Performance, emissions and economic analyses of hydrogen fuel cell vehicles. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 199, p. 114543, 2024. ISSN 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2024.114543. Disponível em:

<https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.114543>. Acesso em: 30 jun. 2025.

HALDER, Pobitra *et al.* Performance, emissions and economic analyses of hydrogen fuel cell vehicles. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 199, p. 114543, 2024. ISSN 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2024.114543. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.114543>. Acesso em: 7 jul. 2025.

HAMOUCHE, Hamza. The Energy Transition in North Africa: Neocolonialism Again! *In*: HAMOUCHE, Hamza; SANDWELL, Katie (ed.). **Dismantling Green Colonialism: Energy and Climate Justice in the Arab Region**. 1. ed. [S. l.]: Pluto Press, 2023. p. 29–48. DOI: 10.2307/jj.7583922.7. Disponível em: <https://doi.org/10.2307/jj.7583922.7>.

HAMOUCHE, Hamza; SANDWELL, Katie (ed.). **Dismantling Green Colonialism: Energy and Climate Justice in the Arab Region**. London: Pluto Press, 2023. Co-published by Transnational Institute. ISBN 978-0-7453-4921-3. Disponível em: <https://www.tni.org/en/publication/dismantling-green-colonialism>. Acesso em: 30 jun. 2025.

HASSAN, N. S. *et al.* Recent review and evaluation of green hydrogen production via water electrolysis for a sustainable and clean energy society. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 52, p. 420–441, 2024. Acesso em: abr. 2025. ISSN 0360-3199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2023.09.068. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.09.068>.

HASSAN, Qasim *et al.* Hydrogen Fuel Cell Vehicles: Opportunities and Challenges. **Sustainability**, v. 15, n. 15, p. 11501, 2023. DOI: 10.3390/su151511501. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/su151511501>. Acesso em: 7 jul. 2025.

HEFFRON, Raphael J.; MCCAULEY, Darren. What is the ‘Just Transition’? **Geoforum**, v. 88, p. 74–77, 2018. ISSN 0016-7185. DOI: 10.1016/j.geoforum.2017.11.016. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.geoforum.2017.11.016>. Acesso em: 11 jul. 2025.

HITACHI ENERGY. **Decarbonizing ammonia production and refining with green hydrogen**. Blog institucional sobre uso de hidrogênio verde para descarbonização da produção de amônia e refinaria. Fev. 2025. Disponível em: <https://www.hitachienergy.com/news-and-events/blogs/2025/01/decarbonizing-ammonia-production-and-refining-with-green-hydrogen>. Acesso em: 7 jul. 2025.

HOSSEINI, Seyed Ehsan. Fundamentals of hydrogen fuel cell systems. *In*: HOSSEINI, Seyed Ehsan (ed.). **Fundamentals of Hydrogen Production and Utilization in Fuel Cell Systems**. [S. l.]: Elsevier, 2023. p. 255–282. ISBN 9780323886710. DOI: 10.1016/B978-0-323-88671-0.00007-3. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-88671-0.00007-3>.

HOWARTH, Robert W.; JACOBSON, Mark Z. How green is blue hydrogen? **Energy Science & Engineering**, v. 9, p. 1676–1687, 2021. DOI: 10.1002/ese3.956.

Disponível em: <https://doi.org/10.1002/ese3.956>.

HYDROGEN COUNCIL. **Hydrogen for Net Zero: A critical cost-effective pathway to decarbonize our economy**. [S. l.: s. n.], 2021.

<https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/11/Hydrogen-for-Net-Zero.pdf>. Acesso em: abr. 2025.

HYDROGEN-PORTAL.COM. **The Hydrogen Economy in 2050**. Panorama sobre o papel do hidrogênio na economia global até 2050. 2024. Disponível em:

<https://hydrogen-portal.com/hydrogen-perspectives/hydrogen-economy-2050/>.

Acesso em: 30 jun. 2025.

IBGE. **Cidades e Estados - Minas Gerais**. [S. l.: s. n.], 2024. Disponível em:

<https://www.ibge.gov.br/cidades-e-estados/mg.html>.

IBGE. **Malhas territoriais**. [S. l.: s. n.], 2024. Acesso em: 11 dez. 2024. Disponível em:

<https://www.ibge.gov.br/geociencias/organizacao-do-territorio/malhas-territoriais/15774-malhas.html>.

IBGE. **Malhas Territoriais - Organização do Território**. [S. l.: s. n.], 2024.

Accessed: 28 out. 2024. Disponível em:

<https://www.ibge.gov.br/geociencias/organizacao-do-territorio/malhas-territoriais/15774-malhas.html>.

IBRAM. **Petrobras vai produzir 519 mil t de amônia em Minas Gerais**.

[S. l.: s. n.], 2014. Disponível em: <https://ibram.org.br/noticia/petrobras-vai-produzir-519-mil-t-de-amonia-em-minas-gerais/>.

ICMBIO. **Autorização para Licenciamento Ambiental**. Brasília, DF, 2022.

Disponível em: <https://www.gov.br/icmbio/pt-br/servicos/servicos-do-icmbio-no-gov.br/autorizacoes/licenciamento-ambiental-ala>. Acesso em: 15 jan. 2024.

IEA. **Global average levelised cost of hydrogen production by energy source and technology, 2019 and 2050**. Gráfico – custo nivelado médio do hidrogênio por fonte e tecnologia. 2020. Disponível em:

<https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-average-levelised-cost-of-hydrogen-production-by-energy-source-and-technology-2019-and-2050>. Acesso em: 30 jun. 2025.

IEA. **Global average levelised cost of hydrogen production by energy source and technology, 2019 and 2050**. Gráfico retirado do relatório Renewables 2024

(publicado em outubro de 2024) sobre custos nivelados. 2024. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-average-levelised-cost->

of-hydrogen-production-by-energy-source-and-technology-2019-and-2050. Acesso em: 30 jun. 2025.

IEA. **Global Hydrogen Review 2024: Latin America in Focus**. [S. l.: s. n.], 2024. Acesso em: 28 abr. 2025. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024/latin-america-in-focus>.

IEA. **Renewables 2024: Renewable fuels**. Paris, out. 2024. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/renewables-2024/renewable-fuels>. Acesso em: 14 jul. 2025.

IEA; EPE. **Road Freight Transport– International Benchmarking**. Paris & Brasília, 2021. Relatório conjunto IEA – EPE comparando o transporte rodoviário de cargas no Brasil com padrões internacionais. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-626/IEA-EPE_Brazilian_Road_Freight_Transport_Benchmarking-2021.09.09%20%5BPT%5D.pdf. Acesso em: 30 jun. 2025.

IEEE. **IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems**. [S. l.: s. n.], 2014. Acesso em: 4 abr. 2025. Disponível em: <https://standards.ieee.org/ieee/519/3710/>.

INCER-VALVERDE, Jimena *et al.* “Colors” of hydrogen: Definitions and carbon intensity. **Energy Conversion and Management**, v. 291, p. 117294, 2023. ISSN 0196-8904. DOI: 10.1016/j.enconman.2023.117294. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117294>. Acesso em: 7 jul. 2025.

INDIA, World Resources Institute. **Emission Reduction Potential of Green Hydrogen for Ammonia Synthesis in the Fertilizer Industry**. [S. l.: s. n.], 2024. Acesso em: 29 nov. 2024. Disponível em: <https://wri-india.org/blog/emission-reduction-potential-green-hydrogen-ammonia-synthesis-fertilizer-industry>.

INDÚSTRIA, Confederação Nacional da. **Perfil da Indústria - Rio Grande do Sul**. [S. l.: s. n.], 2024. Acesso em: 20 fev. 2025. Disponível em: <https://perfildaindustria.portaldaindustria.com.br/estado/rs>.

INDÚSTRIA, Portal da. **Perfil da Indústria: Piauí**. [S. l.: s. n.], 2024. Disponível em: <https://perfildaindustria.portaldaindustria.com.br/estado/pi>. Acesso em: 26 ago. 2024.

INDÚSTRIA, Portal da. **Petrobras investe R\$ 90 milhões em planta de hidrogênio verde com Instituto SENAI de Inovação**. [S. l.: s. n.], 2024. Acesso em: 9 dez. 2024. Disponível em:

<https://noticias.portaldaindustria.com.br/noticias/inovacao-e-tecnologia/petrobras-veste-r-90-milhoes-em-planta-de-hidrogenio-verde-com-instituto-senai-de-inovacao/>.

INFOAMAZONIA. **Amazônia desponta como nova fronteira global do petróleo.** 1 abr. 2025. Disponível em: <https://infoamazonia.org/2025/04/01/amazonia-desponta-como-nova-fronteira-global-do-petroleo/>. Acesso em: 10 jul. 2025.

INFOAMAZONIA. **Novas áreas para exploração de petróleo previstas para 2025 impactam nove terras indígenas na Amazônia.** 5 jul. 2024. Disponível em: <https://infoamazonia.org/2024/07/05/novas-areas-para-exploracao-de-petroleo-previstas-para-2025-impactam-nove-terras-indigenas-na-amazonia/>. Acesso em: 10 jul. 2025.

INFRA S.A. **Ferrovia de Integração Oeste-Leste – Trechos.** Acesso em: 18 mar. 2025. Disponível em: <https://www.infrasa.gov.br/ferrovias-da-infra-sa/ferrovia-de-integracao-oeste-leste/trechos/>.

INPE. **Atlas Brasileiro de Energia Solar.** São José dos Campos, SP, 2022. Disponível em: <https://inovacare.solar/publicacao/potencial-solar-brasileiro/45>. Acesso em: 20 jan. 2024.

INPE. **Atlas Brasileiro de Energia Solar – 2ª edição.** [S. l.: s. n.], 2017. Disponível em: https://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html. Acesso em: 1 abr. 2025.

INSIGHT, Hydrogen. **Brazil could be a major market for green hydrogen — but where would its low-cost H2 be used?** Acesso em: 19 mar. 2025. 2024. Disponível em: <https://www.hydrogeninsight.com/production/brazil-could-be-a-major-market-for-green-hydrogen-but-where-would-its-low-cost-h2-be-used-/2-1-1631134>.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). **Produto Interno Bruto (PIB).** [S. l.: s. n.], 2024. Acesso em: 17 mar. 2025. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/explica/pib.php>.

INSTITUTO DE ESTUDOS SOCIOECONÔMICOS (INESC). **Subsídios aos combustíveis fósseis crescem em 2022 e são 5 vezes maiores que os incentivos às energias renováveis.** Dez. 2023. Disponível em: <https://inesc.org.br/subsidios-aos-combustiveis-fosseis-crescem-em-2022-e-sao-5-vezes-maiores-que-os-incentivos-as-energias-renovaveis/>. Acesso em: 6 jun. 2025.

INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA (IPEA). **Atlas do Brasil – Perfil Territorial**. Página com indicadores socioeconômicos e mapas por território. 2025. Disponível em: <http://www.atlasbrasil.org.br/perfil>. Acesso em: 7 jul. 2025.

INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA (IPEA). **Atlas do Brasil – Perfil Territorial: Minas Gerais**. Perfil territorial de Minas Gerais com dados socioeconômicos do Censo 2021. 2023. Disponível em: <http://www.atlasbrasil.org.br/perfil/uf/31>. Acesso em: 7 jul. 2025.

INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, Ciência e Tecnologia do Ceará (IFCE). **Projeto Pedagógico do Curso de Especialização em Hidrogênio Verde**. [S. l.: s. n.], 2024. Acesso em: 28 abr. 2025. Disponível em: https://ifce.edu.br/pecem/campus-pecem/cursos/pos-graduacao-2/hidrogenioverde/pdf/ppc_especializacao_h2v.pdf.

INSTITUTO SOCIOAMBIENTAL – ISA. **Consulta Prévia, Livre, Informada e Consentimento: protocolos comunitários de consulta e observatório**. 2025. Disponível em: https://especiais.socioambiental.org/inst/esp/consulta_previa/. Acesso em: 12 jul. 2025.

INTELIGÊNCIA, EIXOS. **Hidrogênio Verde pode adicionar R\$ 615 bi ao PIB brasileiro em 2050, aponta estudo**. Estudo econômico sobre o potencial do hidrogênio verde no Brasil. 2024. Disponível em: <https://eixos.com.br/hidrogenio/hidrogenio-verde-pode-adicionar-r-615-bi-ao-pib-brasileiro-em-2050-aponta-estudo/>. Acesso em: 2 abr. 2025.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. **Is carbon capture too expensive?** [S. l.: s. n.], fev. 2021. Acesso em: 13 jul. 2025. Disponível em: <https://www.iea.org/commentaries/is-carbon-capture-too-expensive>.

IPCC. **Climate Change 2022 – Mitigation of Climate Change**. Acesso em: 14 abr. 2022. 2022. Disponível em: <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/>. Acesso em: 30 jun. 2025.

IPCC. **Climate Change 2023: Synthesis Report**. Geneva, 2023. Acesso em: 22 abr. 2025. Disponível em: https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/downloads/report/IPCC_AR6_SYR_SPM.pdf.

IPCC AR6. **Climate Change 2023: Synthesis Report – Contribution of Working Groups I, II, III to the Sixth Assessment Report of the IPCC**. Relatório Síntese (SYR) do Sexto Relatório de Avaliação. 2023. Disponível em: <https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/>. Acesso em: 7 jul. 2025.

IRELAND, Sustainable Energy Authority of. **Conversion Factors**. Acesso em: 17 fev. 2025. Disponível em:
<https://www.seai.ie/data-and-insights/seai-statistics/conversion-factors>.

IRENA. **Geopolitics of the Energy Transformation: Hydrogen**. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://www.irena.org/>. Acesso em: 30 jun. 2025.

IRENA. **Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor**. Abu Dhabi, 2021.

JACOMINO, V. M. F. *et al.* Avaliação da qualidade do ar em um polo produtor de ferro-gusa. **Engenharia Sanitária e Ambiental**, v. 14, n. 4, p. 511–520, 2009. ISSN 1413-4152. DOI: 10.1590/S1413-41522009000400011. Disponível em:
<https://doi.org/10.1590/S1413-41522009000400011>. Acesso em: 7 jul. 2025.

JANUÁRIO, Mauro; FISCH, Gilberto F. Variação na qualidade óptica da água do sistema rio-reservatório da Usina Hidrelétrica de Tucuruí/PA. **Acta Amazônica**, v. 22, n. 2, p. 239–246, 1992. Disponível em:
<https://www.scielo.br/j/aa/a/Z9Zj8DQ4Y4dZzHfhvZdrJZL/?format=pdf&lang=pt>. Acesso em: 14 jul. 2025.

JENKINS, K. *et al.* Energy justice: A conceptual review. **Energy Research Social Science**, v. 11, p. 174–182, 2016. ISSN 2214-6296. DOI: 10.1016/j.erss.2015.10.004. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2015.10.004>. Acesso em: 30 jun. 2025.

JENKINS, K. E. H. *et al.* The methodologies, geographies, and technologies of energy justice: A systematic and comprehensive review. **Environmental Research Letters**, v. 16, n. 3, p. 033009, 2021. ISSN 1748-9326. DOI: 10.1088/1748-9326/abd78c. Disponível em: <https://doi.org/10.1088/1748-9326/abd78c>. Acesso em: 30 jun. 2025.

JENKINS, Kirsten; SOVACOO, Benjamin K.; MCCAULEY, Darren. Humanizing sociotechnical transitions through energy justice: An ethical framework for global transformative change. **Energy Policy**, v. 117, p. 66–74, 2018. ISSN 0301-4215. DOI: 10.1016/j.enpol.2018.02.036. Disponível em:
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.02.036>. Acesso em: 3 jul. 2025.

KAKOULAKI, Georgia *et al.* Green hydrogen in Europe – A regional assessment: Substituting existing production with electrolysis powered by renewables. **Energy Conversion and Management**, v. 228, p. 113649, 2021. ISSN 0196-8904. DOI: 10.1016/j.enconman.2020.113649. Disponível em:
<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113649>. Acesso em: 30 jun. 2025.

KAZI, Monzure-Khoda *et al.* Green hydrogen for industrial sector decarbonization: Costs and impacts on hydrogen economy in Qatar. **Computers & Chemical Engineering**, v. 145, p. 107144, 2021. ISSN 0098-1354. DOI: 10.1016/j.compchemeng.2020.107144. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2020.107144>. Acesso em: 7 jul. 2025.

KEBE, A. Green Hydrogen Economy: Paving the Way for a Just and Inclusive Energy Transition. *In*: NARRA, M. M.; NARRA, S. (ed.). **African Green Transition Through Innovative Pathways**. Cham: Springer, 2025. (World Sustainability Series). Capítulo de livro sobre transição energética justa na África. DOI: 10.1007/978-3-031-87043-9_11. Disponível em: https://doi.org/10.1007/978-3-031-87043-9_11. Acesso em: 7 jul. 2025.

KEMP, René. Technology and the transition to environmental sustainability: the problem of technological regime shifts. **Futures**, v. 26, n. 10, p. 1023–1046, 1994. ISSN 0016-3287.

KHAN, H.; AKHTAR, M. S.; LIU, J. J. A Review of Social Challenges of Green Hydrogen Economy and Its Realization Toward Sustainable Development Goals. *In*: STEFANAKIS, A. I.; NIKOLAOU, I. E. (ed.). **Circular Economy and Sustainable Development**. [S. l.]: Springer, Cham, 2024. (Circular Economy and Sustainability). DOI: 10.1007/978-3-031-66007-8_14. Disponível em: https://doi.org/10.1007/978-3-031-66007-8_14. Acesso em: 7 jul. 2025.

LACHMAN, Daniël A. A survey and review of approaches to study transitions. **Energy Policy**, v. 58, p. 269–276, 2013. ISSN 0301-4215. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.03.013. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.03.013>. Acesso em: 30 jun. 2025.

LAZARO, Lucas L.B.; SOARES, Rafael S.; BERMANN, Celso *et al.* Energy transition in Brazil: Is there a role for multilevel governance in a centralized energy regime? **Energy Research & Social Science**, v. 85, p. 102404, 2022. DOI: 10.1016/j.erss.2021.102404.

LEACH, Gerald. The energy transition. **Energy Policy**, v. 20, n. 2, p. 116–123, 1992. ISSN 0301-4215. DOI: 10.1016/0301-4215(92)90105-B. Disponível em: [https://doi.org/10.1016/0301-4215\(92\)90105-B](https://doi.org/10.1016/0301-4215(92)90105-B).

LEE, J. C.; FIELDS, M. J. An overview of wind energy production prediction bias, losses, and uncertainties. **Wind Energy Science Discussions**, v. 2020, p. 1–82, 2020.

LIMA, Francisco Jozivan Guedes de. Para além do dilema redistribuição-reconhecimento: Nancy Fraser e a concepção bidimensional de justiça. **Ethic@ – Revista Internacional de Filosofia Moral**, v. 15, n. 1, p. 126–141, 2016.

ISSN 1677-2954. DOI: 10.5007/1677-2954.2016v15n1p126. Disponível em: <https://periodicos.ufsc.br/index.php/ethic/article/view/1677-2954.2016v15n1p126>. Acesso em: 30 jun. 2025.

LIU, Wei; WANG, Xue; CHEN, Ying *et al.* Development and Application of Hydrogen-Based Direct Reduction of Iron Oxides: A Review on the Influence of Impurities. **Processes**, v. 12, n. 9, p. 1829, 2024. DOI: 10.3390/pr12091829.

MAC KINNON, Michael *et al.* Air quality impacts of fuel cell electric hydrogen vehicles with high levels of renewable power generation. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 41, n. 38, p. 16592–16603, 2016. ISSN 0360-3199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2016.07.054. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.07.054>. Acesso em: 7 jul. 2025.

MAPA DE CONFLITOS ENVOLVENDO INJUSTIÇA AMBIENTAL E SAÚDE NO BRASIL – FIOCRUZ ENSP. **Página inicial do Mapa de Conflitos Envolvendo Injustiça Ambiental e Saúde no Brasil**. [S. l.: s. n.], 2025. site institucional da Fiocruz ENSP. Disponível em: <https://mapadeconflitos.ensp.fiocruz.br/>. Acesso em: 13 jul. 2025.

MARKARD, Jochen; RAVEN, Rob; TRUFFER, Bernhard. Sustainability transitions: An emerging field of research and its prospects. **Research Policy**, v. 41, n. 6, p. 955–967, 2012. ISSN 0048-7333.

MARKARD, Jochen; TRUFFER, Bernhard. Technological innovation systems and the multi-level perspective: towards an integrated framework. **Research Policy**, Elsevier BV, v. 37, n. 4, p. 596–615, maio 2008. DOI: 10.1016/j.respol.2008.01.004. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.respol.2008.01.004>. Acesso em: 30 jun. 2025.

MARTÍNEZ DE LEÓN, C. *et al.* Green hydrogen production's impact on sustainable development goals. **International Journal of Hydrogen Energy**, 2025. Acesso em: abr. 2025. ISSN 0360-3199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2024.12.355. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.12.355>.

MARTINS, Tânia. **Usina de hidrogênio verde no Piauí deve consumir cinco vezes mais água que toda a cidade de Parnaíba**. Acesso em: 11 jul. 2025. 2025. Disponível em: <https://marcozero.org/usina-de-hidrogenio-verde-no-piaui-deve-consumir-cinco-vezes-mais-agua-que-toda-a-cidade-de-parnaiba/>. Acesso em: 11 jul. 2025.

MATTHEWS, H. Damon; CALDEIRA, Ken. Stabilizing climate requires near-zero emissions. **Geophysical Research Letters**, v. 35, n. 4, p. l04705, fev. 2008. DOI:

10.1029/2007GL032388. Disponível em:

<https://agupubs.onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1029/2007GL032388>.

MAYER, Patricia *et al.* Blue and Green Ammonia Production: A Techno-Economic and Life Cycle Assessment Perspective. **iScience**, v. 26, n. 8, p. 107389, 2023. DOI: 10.1016/j.isci.2023.107389.

MAZUMDER, Gour Chand *et al.* Quantitative Analysis of Green H₂ Production Costs: A Comparison between Domestic Developed and Imported Electrolyzers. **Emerging Science Innovation**, v. 3, p. 12–26, 2024. DOI: 10.46604/emsi.2024.13240.

Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/380362595_Quantitative_Analysis_of_Green_H2_Production_Costs_A_Comparison_between_Domestic_Developed_and_Imported_Electrolyzers. Acesso em: 30 jun. 2025.

MCCAULEY, Darren; HEFFRON, Raphael. Just transition: Integrating climate, energy and environmental justice. **Energy Policy**, v. 119, p. 1–7, 2018. ISSN 0301-4215. DOI: 10.1016/j.enpol.2018.04.014. Disponível em:

<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.04.014>. Acesso em: 30 jun. 2025.

MCLAUGHLIN, Hope *et al.* Carbon capture utilization and storage in review: Sociotechnical implications for a carbon reliant world. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 177, p. 113215, 2023. ISSN 1364-0321. DOI:

10.1016/j.rser.2023.113215. Disponível em:

<https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113215>.

MEDIDAS, Conversor de. **Conversão de 1 litro de óleo diesel em quilogramas.**

[*S. l.: s. n.*], 2024. <https://conversor-de-medidas.com/densidade-volume-massa>. Acesso em: 26 ago. 2024.

MELOSI, Martin V. Energy Transitions in Historical Perspective. *In: ENERGY Transitions: History, Requirements, Prospects.* [*S. l.*]: Routledge, 2010. p. 1–20. DOI:

10.4324/9781315256511-1. Disponível em:

<https://www.taylorfrancis.com/chapters/edit/10.4324/9781315256511-1/energy-transitions-historical-perspective-martin-melosi>.

MENDES, Emilia Davi; SAMPAIO, Rárisson Jardiel Santos;

COLLAÇO, Flávia Mendes de Almeida. Justice or just plans? Reviewing the energy transition strategy of Brazil's Ceará state. **Energy Research & Social Science**, v. 119, p. 103865, 2025. ISSN 2214-6296. DOI: 10.1016/j.erss.2024.103865.

Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2024.103865>.

MIELLY, Mariney *et al.* Decolonizing perspectives and decolonial pluriversality in management praxis & research: introduction to the special issue. **Cadernos EBAPE.BR**, v. 22, n. 6, e2024-0172, 2024. ISSN 1679-3951. DOI:

<https://doi.org/10.1016/j.erss.2024.103865>.

10.1590/1679-395120240172x. Disponível em:
<https://doi.org/10.1590/1679-395120240172x>. Acesso em: 7 jul. 2025.

MINAS GERAIS, Governo de. **Economia mineira cresce 3,1% em 2023 e PIB supera R\$ 1 trilhão pela primeira vez**. Acesso em: 12 mar. 2025. 2023. Disponível em: <https://www.mg.gov.br/agricultura/noticias/economia-mineira-cresce-31-em-2023-e-pib-supera-r-1-trilhao-pela-primeira-0#:~:text=Economia%20mineira%20cresce%203%2C1%20em%202023%20e,pela%20primeira%20vez%20%7C%20MG.GOV.BR%20%2D%20Agricultura..>

MINISTÉRIO DA AGRICULTURA, PECUÁRIA E ABASTECIMENTO. **Os 100 municípios mais ricos do agronegócio em 2023**. [S. l.: s. n.], 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/agricultura/pt-br/assuntos/noticias/mapa-divulga-os-100-municipios-mais-ricos-do-agronegocio-em-2023/os-100-municipios.pdf>.

MINISTÉRIO DA CIDADANIA. **Tarifa Social de Energia Elétrica**. Página institucional com detalhes sobre elegibilidade, regras, legislação e continuidade do benefício. Jul. 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/mds/pt-br/acoes-e-programas/suas/beneficios-assistenciais/tarifa-social-de-energia>. Acesso em: 7 jul. 2025.

MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA E INOVAÇÃO. **Legacy of CDM: Lessons Learned and Impacts from the Clean Development Mechanism in Brazil as Insights for New Mechanisms**. Brasília: MCTI, 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/cgcl/arquivos/autoridade-nacional-designada-para-o-mdl/legacy-of-cdm-lessons-learned-and-impacts-from-the-clean-development-mechanism-in-brazil-as-insights-for-new-mechanisms.pdf>. Acesso em: 12 jul. 2025.

MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO, INDÚSTRIA, COMÉRCIO E SERVIÇOS (MDIC). **Aprovado o maior projeto de produção de hidrogênio verde em larga escala do país**. 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/mdic/pt-br/assuntos/noticias/2024/outubro/aprovado-o-maior-projeto-de-producao-de-hidrogenio-verde-em-larga-escala-do-pais>. Acesso em: 2 abr. 2024.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE E MUDANÇA DO CLIMA (MMA). **Acordo de Paris**. Página institucional com histórico do Acordo de Paris e compromissos brasileiros. 2016. Disponível em: <https://antigo.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/acordo-de-paris.html>. Acesso em: 7 jul. 2025.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE E MUDANÇA DO CLIMA (MMA). **NDC – Ambição climática do Brasil**. 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/mma/pt-br/composicao/smc/plano-clima/ndc-ambicao-climatica-do-brasil>. Acesso em: 5 jun. 2025.

MMA. **Brasil, Emirados Árabes Unidos e Azerbaijão lançam parceria entre as Presidências da COP para fortalecer continuidade climática.** Notícia institucional sobre o lançamento da Troika COP28-29-30 e a estratégia Mission 1.5°C. Fev. 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/mma/pt-br/brasil-emirados-arabes-e-azerbaijao-lancam-parceria-entre-presidencias-das-cops>. Acesso em: 7 jul. 2025.

MMA. **Cartilha sobre o processo de construção da Nova NDC.** Brasília, DF, 2025. Material informativo sobre o processo participativo para revisão da NDC brasileira. Disponível em: <https://www.gov.br/mma/pt-br/assuntos/noticias/mma-divulga-cartilha-sobre-o-processo-de-construcao-da-nova-ndc/oprocessodeconstrucaodanovandc.pdf>. Acesso em: 7 jul. 2025.

MME. **Análise econômica de diferentes rotas de produção de SAF.** Brasília, DF, 2025. Relatório técnico sobre rotas de produção de SAF no âmbito do Programa Combustível do Futuro. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/programa-combustivel-do-futuro/analise-economica-diferentes-rotas-de-producao-de-saf.pdf>. Acesso em: 7 jul. 2025.

MME. **Bases para a consolidação da estratégia brasileira do hidrogênio.** Brasília, DF: MME, 2021. Acesso em: 17 ago. 2024. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dadosabertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/Hidrogeno%CC%82nio_23Fev2021NT%20\(2\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dadosabertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/Hidrogeno%CC%82nio_23Fev2021NT%20(2).pdf).

MME. **Brasil é líder mundial na transição energética.** [*S. l.: s. n.*], 2024. Acesso em: 28 abr. 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/BrasilLiderMundialnaTransicaoEnergeticaMinisteriodeMinaseEnergia.pdf>.

MME. **Em menos de uma semana, Nordeste registra novo recorde na geração de energia eólica, alcançando os 19.083 MW.** Notícia sobre novo recorde de geração eólica no Nordeste. 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/em-menos-de-uma-semana-nordeste-registra-novo-recorde-na-geracao-de-energia-eolica-alcancando-os-19-083-mw>. Acesso em: 30 jun. 2025.

MNEIMNEH, Firas *et al.* Roadmap to Achieving Sustainable Development via Green Hydrogen. **Energies**, v. 16, n. 3, p. 1368, 2023. ISSN 1996-1073. DOI: 10.3390/en16031368. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en16031368>. Acesso em: 7 jul. 2025.

MONTEIRO NETO, Aristides. Transição energética: de que falamos afinal? Contribuições ao debate sobre implementação de políticas públicas. **Boletim Regional, Urbano e Ambiental**, v. 32, p. 11–24, 2024. Publicado em Brasília. DOI:

- 10.38116/brua32art1. Disponível em:
<https://repositorio.ipea.gov.br/handle/11058/15999>. Acesso em: 7 jul. 2025.
- MOTHÉ, G. *et al.* Air Pollution in the Brazilian Road Transport and Its Environmental and Social Consequences. **Journal of Environmental Protection**, v. 5, p. 1466–1476, 2014. DOI: 10.4236/jep.2014.515139. Disponível em:
<https://doi.org/10.4236/jep.2014.515139>. Acesso em: 12 jul. 2025.
- MUSILEK, Petr; HUSSAIN, Akhtar. Equity-oriented power sharing and demand response for enhancing green energy access in mixed communities. **Energy and Buildings**, v. 308, p. 114029, 2024. ISSN 0378-7788. DOI:
10.1016/j.enbuild.2024.114029. Disponível em:
<https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2024.114029>. Acesso em: 6 jun. 2025.
- NABRAWIND. **Nabralift 200 Meter Hub Height: Impact in LCOE**. [*S. l.: s. n.*], 2024. Acesso em: 09 dez. 2024. Disponível em:
<https://www.nabrawind.com/nabralift-200-meter-hub-height-impact-in-lcoe/>.
- NASCIMENTO, Robson de Sousa; BORGES, Valéria Peixoto;
MELO, Davi de Carvalho Diniz. Implications of climate change on water availability in a seasonally dry tropical forest in the Northeast of Brazil. **Revista Ceres**, v. 70, n. 3, 2023. Acesso em: abr. 2025. DOI: 10.1590/0034-737X202370030001. Disponível em:
<https://doi.org/10.1590/0034-737X202370030001>.
- NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL). **New combustion strategies - biofuels add up to cleaner, more efficient cars and trucks**. Reportagem sobre estratégias de combustão e biocombustíveis para veículos mais limpos. 2021. Disponível em:
<https://www.nrel.gov/news/detail/program/2021/new-combustion-strategies-plus-biofuels-add-up-to-cleaner-more-efficient-cars-and-trucks>. Acesso em: 30 jun. 2025.
- NEWBOROUGH, Michael; COOLEY, Graham. Green hydrogen: water use implications and opportunities. **Fuel Cells Bulletin**, v. 2021, n. 12, p. 12–15, 2021. ISSN 1464-2859. DOI: 10.1016/S1464-2859(21)80120-3. Disponível em:
[https://doi.org/10.1016/S1464-2859\(21\)80120-3](https://doi.org/10.1016/S1464-2859(21)80120-3). Acesso em: 30 jun. 2025.
- NEWELL, Peter; MULVANEY, Dustin. The political economy of the ‘just transition’. **The Geographical Journal**, v. 179, n. 2, p. 132–140, 2013. DOI:
10.1111/geoj.12008. Acesso em: 11 jul. 2025.
- NREL. **2018 Offshore Wind Technologies Market Report**. [*S. l.*], 2019. Acesso em: 09 dez. 2024. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/73629.pdf>.

NUNES, Wellington. Políticas públicas e construção de capacidades estatais: comparando políticas industriais e sociais no Brasil. **Revista de Sociologia e Política**, v. 28, n. 73, e004, 2020. ISSN 1678-9873. DOI: 10.1590/1678-987320287304. Disponível em: <https://doi.org/10.1590/1678-987320287304>. Acesso em: 30 jun. 2025.

NUÑEZ-JIMENEZ, Alejandro; DE BLASIO, Nicola. **The Future of Renewable Hydrogen in the European Union: Market and Geopolitical Implications**. Cambridge, MA, 2022. Relatório do Belfer Center sobre hidrogênio renovável na União Europeia. Disponível em: <https://www.belfercenter.org/publication/future-renewable-hydrogen-european-union-market-and-geopolitical-implications-0>. Acesso em: 30 jun. 2025.

OBSERVATÓRIO DA INDÚSTRIA – OBSERVATÓRIO IND. **Atlas Eólico e Solar do Estado do Ceará: revisão 2022**. [S. l.: s. n.], 2022. PDF disponível online. Publicado pelo Observatório da Indústria / ADECE / FIEC / SEBRAE; acesso em: 13 jul. 2025. Disponível em: <https://www.observatorio.ind.br/wp-content/uploads/2022/03/Atlas-eolico-e-solar-revisado.pdf>.

OBSERVATÓRIO DO CLIMA. “Os fósseis estão nos matando”, alertam **cientistas em levantamento interdisciplinar**. [S. l.: s. n.]. Observatório do Clima, 19 jun. 2024. Acesso em: 13 jul. 2025.

OBSERVATÓRIO DO CLIMA. **Sob protestos, governo leiloa 19 blocos para exploração de petróleo na Foz do Amazonas**. 2025. Disponível em: <https://www.oc.eco.br/sob-protestos-governo-leiloe-19-blocos-para-exploracao-de-petroleo-na-foz-do-amazonas/>.

OBSERVATÓRIO DO CLIMA – OC (GT CLIMA E ENERGIA); IEMA, Instituto de Energia e Meio Ambiente. **Futuro da Energia: Visão do Observatório do Clima para uma Transição Justa no Brasil**. São Paulo, out. 2024. Disponível em: https://www.oc.eco.br/wp-content/uploads/2024/10/OC_Futuro-da-Energia.pdf. Acesso em: 13 jul. 2025.

OIL AND GAS CLIMATE INITIATIVE – OGCI. **Hubs de CCUS no Brasil: Construindo Cenários, Superando Barreiras**. [S. l.: s. n.]. Livro branco, com apoio da Petrobras; estudo conduzido pela SP Global, fev. 2024. Acesso em: 13 jul. 2025.

OLABI, A.G. *et al.* Green hydrogen: Pathways, roadmap, and role in achieving sustainable development goals. **Process Safety and Environmental Protection**, v. 177, p. 664–687, 2023. ISSN 0957-5820. DOI: 10.1016/j.psep.2023.06.069. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.psep.2023.06.069>. Acesso em: 7 jul. 2025.

OLAITAN, Damola; BERTAGNI, Matteo; PORPORATO, Amilcare. The water footprint of hydrogen production. **Science of The Total Environment**, v. 927, p. 172384, 2024. ISSN 0048-9697. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2024.172384. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2024.172384>. Acesso em: 30 jun. 2025.

ONS. **Nota Técnica ONS DPL 0114/2024 – PEN 2024: Condições de Atendimento ao Mercado de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro: ONS, 2024. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/NT-ONS%20DPL%200114-2024-%20PEN%202024%20-%20Condi%C3%A7%C3%B5es%20de%20Atendimento.pdf>. Acesso em: 13 jul. 2025.

ONS, EPE AND CCEE. **Workshop sobre a 1ª Revisão Quadrimestral das Previsões de Carga para o Planejamento Anual da Operação Energética (PLAN 2024-2028)**. Rio de Janeiro: ONS / EPE / CCEE, 2024. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Apresenta%C3%A7%C3%B5es%20Workshop%20Carga%20PLAN2024-2028.pdf>. Acesso em: 13 jul. 2025.

AL-ORABI, Ahmed M.; OSMAN, Mohamed G.; SEDHOM, Bishoy E. Evaluation of green hydrogen production using solar, wind, and hybrid technologies under various technical and financial scenarios for multi-sites in Egypt. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 48, n. 98, p. 38535–38556, 2023. ISSN 0360-3199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2023.06.218. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.06.218>. Acesso em: 13 jul. 2025.

OSMAN, A. I. *et al.* Hydrogen production, storage, utilisation and environmental impacts: a review. **Environmental Chemistry Letters**, v. 20, p. 153–188, 2022. DOI: 10.1007/s10311-021-01322-8. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s10311-021-01322-8>. Acesso em: 7 jul. 2025.

PAIM, G. F.; ROCHA, L. S. Parques eólicos: Mudanças na paisagem rural que se contrastam ao desenvolvimento sustentável. **Estudos Geográficos: Revista Eletrônica de Geografia**, v. 14, 2016. ISSN 1678-698X. Disponível em: <https://www.periodicos.rc.biblioteca.unesp.br/index.php/estgeo/article/view/10962>. Acesso em: 30 jun. 2025.

PASHCHENKO, Dmitry. Green hydrogen as a power plant fuel: What is energy efficiency from production to utilization? **Renewable Energy**, v. 223, p. 120033, 2024. ISSN 0960-1481. DOI: 10.1016/j.renene.2024.120033. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.120033>. Acesso em: 30 jun. 2025.

PATI, Raphael. **Vocação para biocombustíveis**. [*S. l.: s. n.*]. Correio Braziliense, n. 22559, p.8, 23 dez. 2024. Acesso em: 13 jul. 2025.

PEEDIKAYIL, J. J.; SURESH, M.; RAVIKUMAR PANDI, V. The Vital Role of Additionality in Renewable Energy Generation for Sustainable Integration of Green Hydrogen—Systematic Literature Review. *In: IGLESIAS, A. et al. (ed.). Information Systems for Intelligent Systems. ISBM 2024*. [S. l.]: Springer, Singapore, 2025. v. 1255. (Lecture Notes in Networks and Systems). DOI: 10.1007/978-981-96-1747-0_7. Disponível em: https://doi.org/10.1007/978-981-96-1747-0_7. Acesso em: 7 jul. 2025.

PEREIRA, Eliana M.; RIBEIRO, Carla. Proteção das águas e desenvolvimento em debate no sul do Brasil: o conflito ambiental no Polo Petroquímico de Triunfo (1975–1982). *Estudos Ibero-Americanos*, v. 47, n. 2, e35616, 2021. DOI: 10.15448/1980-864X.2021.2.35616. Disponível em: <https://doi.org/10.15448/1980-864X.2021.2.35616>. Acesso em: 7 jul. 2025.

PEREIRA, Lorena Izá; VITAL, Miriam Moura; FONSECA, Roberta Oliveira da. Territorial impacts and the installation of wind projects in the traditional fishing community of Enxu Queimado (Pedra Grande/RN): energy transition or a new frontier for capital accumulation? *Revista NERA*, v. 27, n. 3, e10314, 2024. ISSN 1806-6755. DOI: 10.47946/rnera.v27i3.10314. Disponível em: <https://doi.org/10.47946/rnera.v27i3.10314>. Acesso em: 30 jun. 2025.

PEREIRA, M. G.; SILVA, N. F. da *et al.* The Paradigm of Energy Transition in Brazil: Scarcity and Abundance of Brazilian Semiarid Region. *In: LAZARO, L. L. B.; NEIVA, S. d. A.; SERRANI, E. (ed.). Energy Poverty, Justice and Gender in Latin America*. Cham: Springer, 2024. cap. 7. DOI: 10.1007/978-3-031-80068-9_7. Disponível em: https://doi.org/10.1007/978-3-031-80068-9_7. Acesso em: 30 jun. 2025.

PERMAN ADVOGADOS E ASSOCIADOS. **Créditos de Carbono no Setor de Biocombustíveis: Uma Análise do Programa RenovaBio e dos CBIOS**. [S. l.: s. n.], 2024. publicação online no site PERMAN Advogados. Acesso em: 13 jul. 2025. Disponível em: <https://perman.adv.br/artigo-creditos-de-carbono-no-setor-de-biocombustiveis-uma-analise-do-programa-renovabio-e-dos-cbios/>.

PESQUISA AGROPECUÁRIA, EMBRAPA - Empresa Brasileira de. **Súmula da 10. reunião Técnica de Levantamento de Solos**. Rio de Janeiro, RJ: Serviço Nacional de Levantamento e Conservação de Solos, 1979. p. 83. (EMBRAPA-SNLCS. Micelânea, 1).

PESQUISAS ECONÔMICAS E SOCIAIS DO PIAUÍ (CEPRO), Centro de. **Relatório de Análise Econômica e Social**. [S. l.: s. n.], 2021. Disponível em: http://www.cepro.pi.gov.br/download/202111/CEPR024_9fd5cbfaf2.pdf. Acesso em: 26 ago. 2024.

- PEZZUTI, Juarez C. B. *et al.* Brazil's Belo Monte license renewal and the need to recognize the immense impacts of dams in Amazonia. **Perspectives in Ecology and Conservation**, v. 22, n. 2, p. 112–117, 2024. ISSN 2530-0644. DOI: 10.1016/j.pecon.2024.05.001. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.pecon.2024.05.001>. Acesso em: 30 jun. 2025.
- PIMENTEL DA SILVA, G. D.; MAGRINI, A.; BRANCO, D. A. C. A multicriteria proposal for large-scale solar photovoltaic impact assessment. **Impact Assessment and Project Appraisal**, v. 38, n. 1, p. 3–15, 2019. DOI: 10.1080/14615517.2019.1604938. Disponível em: <https://doi.org/10.1080/14615517.2019.1604938>. Acesso em: 7 jul. 2025.
- PINHEIRO, Flávia Pereira *et al.* Techno-economic analysis of green hydrogen generation from combined wind and photovoltaic systems based on hourly temporal correlation. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 97, p. 690–707, 2025. ISSN 0360-3199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2024.11.429.
- POLITANO, Antonio *et al.* 2024 roadmap on membrane desalination technology at the water-energy nexus. **Journal of Physics: Energy**, IOP Publishing Ltd, v. 6, n. 2, p. 021502, 2024. Acesso em: abr. 2025. DOI: 10.1088/2515-7655/ad2d82. Disponível em: <https://doi.org/10.1088/2515-7655/ad2d82>.
- POQUE GONZÁLEZ, Ana Beatriz. Transição energética para a sustentabilidade no Chile e no Brasil: Oportunidades e desafios decorrentes da pandemia por Covid-19. **Latin American Journal of Energy Research**, v. 8, p. 1–21, 2021. ISSN 2595-8725. DOI: 10.21712/lajer.2021.v8.n1.p1-21. Disponível em: <https://www.lajer.net/article/doi/10.21712/lajer.2021.v8.n1.p1-21>. Acesso em: 30 jun. 2025.
- POQUE GONZÁLEZ, Ana Beatriz; VIGLIO, Juan Emilio; FERREIRA, L. C. da. Energy communities in sustainable transitions—The South American Case. **Sustainability Debate**, v. 13, p. 19, 2022. DOI: 10.47987/rsd-v13i1.19. Disponível em: <https://rsdjournal.org/index.php/rsd/article/view/19>. Acesso em: 30 jun. 2025.
- PORTO, Marcelo Firpo de Souza; FINAMORE, Rosa; FERREIRA, Henrique. Injustiças da sustentabilidade: conflitos ambientais relacionados à produção de energia “limpa” no Brasil. **Revista Crítica de Ciências Sociais**, Coimbra, n. 100, p. 37–64, 2013. DOI: 10.4000/rccs.5217. Disponível em: <https://doi.org/10.4000/rccs.5217>. Acesso em: 11 jul. 2025.
- PRESTUPA, Pamela Pereira; FERREIRA DOS SANTOS, Thaís A. Redistribuição, reconhecimento e representação na concepção de justiça de Nancy Fraser. *In: DOSSIÊ As Pensadoras*. [S. l.]: [editora não informada], jan. 2024. v. 3. Capítulo em coletânea sobre autoras pensadoras. DOI: 10.58942/eqs.83.12. Acesso em: 30 jun. 2025.

QGIS. **Multi-Criteria Overlay Analysis**. Acesso em: 21 ago. 2024. 2024. Disponível em: https://www.qgistutorials.com/en/docs/3/multi_criteria_overlay.html.

QGIS. **Raster Calculator**. Acesso em: 21 ago. 2024. 2024. Disponível em: https://docs.qgis.org/2.18/en/docs/user_manual/working_with_raster/raster_calculator.html.

QGIS. **Raster Data**. Acesso em: 21 ago. 2024. 2024. Disponível em: https://docs.qgis.org/3.34/pt_BR/docs/gentle_gis_introduction/raster_data.html.

QIU, Ziyang *et al.* Impact of hydrogen metallurgy on the current iron and steel industry: A comprehensive material-exergy-emission flow analysis. **Applied Energy**, v. 356, p. 122452, 2024. ISSN 0306-2619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.122452.

QUON, H.; JIANG, S. Decision making for implementing non-traditional water sources: a review of challenges and potential solutions. **npj Clean Water**, v. 6, p. 56, 2023. Acesso em: abr. 2025. DOI: 10.1038/s41545-023-00273-7. Disponível em: <https://doi.org/10.1038/s41545-023-00273-7>.

QURESHI, Fazil *et al.* Latest eco-friendly avenues on hydrogen production towards a circular bioeconomy: Currents challenges, innovative insights, and future perspectives. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 168, p. 112916, 2022. ISSN 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2022.112916. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112916>. Acesso em: 30 jun. 2025.

RADTKE, Jörg; RENN, Ortwin. Participation in Energy Transitions: A Comparison of Policy Styles. **Energy Research & Social Science**, v. 118, p. 103743, 2024. ISSN 2214-6296. DOI: 10.1016/j.erss.2024.103743. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2024.103743>. Acesso em: 30 jun. 2025.

RIVAROLO, M. *et al.* Clean Hydrogen and Ammonia Synthesis in Paraguay from the Itaipu 14 GW Hydroelectric Plant. **ChemEngineering**, v. 3, n. 4, p. 87, 2019. DOI: 10.3390/chemengineering3040087. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/chemengineering3040087>.

ROGELJ, Joeri *et al.* Estimating and tracking the remaining carbon budget for stringent climate targets. **Nature**, v. 571, p. 335–342, 2019. Artigo científico sobre orçamentos de carbono remanescentes para metas climáticas rigorosas. ISSN 0028-0836. DOI: 10.1038/s41586-019-1368-z. Disponível em: <https://doi.org/10.1038/s41586-019-1368-z>. Acesso em: 7 jul. 2025.

ROSNER, Fabian *et al.* Green Steel: Design and Cost Analysis of Hydrogen-Based Direct Iron Reduction. **Energy & Environmental Science**, v. 16, p. 4121–4134, 2023. DOI: 10.1039/D3EE01077E.

RYAN, Daniel; BUSTOS, Eduardo. Knowledge gaps and climate adaptation policy: a comparative analysis of six Latin American countries. **Climate Policy**, v. 19, n. 10, p. 1297–1309, 2019. DOI: 10.1080/14693062.2019.1661819. Disponível em: <https://doi.org/10.1080/14693062.2019.1661819>. Acesso em: 11 jul. 2025.

SAATY, Thomas L. The analytic hierarchy and analytic network processes for the measurement of intangible criteria and for decision-making. *In*: FIGUEIRA, J.; GRECO, S.; EHRGOTT, M. (ed.). **Multiple Criteria Decision Analysis: State of the Art – Surveys**. Boston/Dordrecht/London: Kluwer Academic Publishers, 2005. cap. 9.

SÁNCHEZ CONTRERAS, J. *et al.* Energy Colonialism: A Category to Analyse the Corporate Energy Transition in the Global South and North. **Land**, v. 12, n. 6, p. 1241, 2023. DOI: 10.3390/land12061241. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/land12061241>. Acesso em: 12 jul. 2025.

SANTOS CARLOS ALBERTO E PRADO, Fernanda. Transição energética no Brasil: uma análise sobre os desafios institucionais. **Revista Brasileira de Energia**, v. 25, n. 2, p. 45–68, 2019.

SANTOS, Filipe Matias. Transição energética: enquadramento e desafios. **Revista Videre**, v. 11, n. 22, p. 143–153, 2019.

SAUER BRASIL. **Rio Grande projeta produzir hidrogênio verde para exportação**. Notícia institucional sobre projeto de hidrogênio verde em Rio Grande com foco na exportação. 2025. Disponível em: <https://sauerbrasil.com.br/rio-grande-projeta-produzir-hidrogenio-verde-para-exportacao/>. Acesso em: 7 jul. 2025.

SCHEIDEL, Arnim *et al.* Ecological distribution conflicts as forces for sustainability: An overview and conceptual framework. **Sustainability Science**, v. 13, p. 585–598, 2018. ISSN 1862-4065. DOI: 10.1007/s11625-017-0519-0. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s11625-017-0519-0>. Acesso em: 30 jun. 2025.

SCIENCEDIRECT. **Energy Economics – Social Sciences Topics**. Definição de Energy Economics. 2025. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/topics/social-sciences/energy-economics>. Acesso em: 30 jun. 2025.

SECRETARIA DA FAZENDA DE MINAS GERAIS. **CONFAZ aprova incentivos fiscais para Minas Gerais**. [*S. l.: s. n.*], 2024. https://www.fazenda.mg.gov.br/noticias/2024/2024.10.02_confaz/. Acesso em: 14 abr. 2025.

SECRETARIA DE ESTADO DE CULTURA E TURISMO DE MINAS GERAIS (SECULT-MG). **Índice de Desenvolvimento Humano Municipal (IDHM) – MG**. Arquivo PDF do IDHM municipal disponível para download no portal da SECULT-MG. 2025. Disponível em: <https://www.secult.mg.gov.br/download/category/15-fundo-estadual-de-cultura-fec?download=3070:idhm>. Acesso em: 7 jul. 2025.

SEEG. **Emissões de Gases de Efeito Estufa no Brasil**. Acesso em: 19 nov. 2024. 2024. Disponível em: <https://seeg.eco.br/#emissoes>.

SEEG. **Minas Gerais - SEEG Plataforma de Emissões**. [S. l.: s. n.], 2025. Acesso em: 12 mar. 2025. Disponível em: <https://plataforma.seeg.eco.br/territorio/minas-gerais>.

SEEG. **Piauí - SEEG**. Acesso em: 12 mar. 2025. 2025. Disponível em: <https://plataforma.seeg.eco.br/territorio/piaui>.

SEEG. **Plataforma SEEG – Emissões de Gases de Efeito Estufa no Brasil (dados históricos 1970-2023)**. Dados setoriais e estaduais de emissões agregadas de GEE (1970–2023). 2025. Disponível em: <https://plataforma.seeg.eco.br/>. Acesso em: 7 jul. 2025.

SEEG. **Rio Grande do Sul - SEEG**. Acesso em: 12 mar. 2025. 2025. Disponível em: <https://plataforma.seeg.eco.br/territorio/rio-grande-do-sul>.

SEEG. **Território – Brasil**. 2025. Disponível em: <https://plataforma.seeg.eco.br/territorio/brasil>. Acesso em: 6 jun. 2025.

SENADO FEDERAL – SUBSECRETARIA DE COMUNICAÇÃO SOCIAL. **Brasil: reservatório de água do mundo**. Matéria sobre o papel do Brasil como principal reservatório hídrico global. Mar. 2013. Disponível em: <https://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2013/03/19/brasil-reservatorio-de-agua-do-mundo>. Acesso em: 7 jul. 2025.

SENATRAN. **Frota de veículos 2024**. [S. l.: s. n.], 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/transportes/pt-br/assuntos/transito/conteudo-Senatran/frota-de-veiculos-2024>.

SERVIÇO NACIONAL DE INFORMAÇÕES SOBRE RECURSOS HÍDRICOS (SNIRH). **Metadados Geonetwork - Camadas Geoespaciais**. [S. l.: s. n.], 2024. Accessed: 28 out. 2024. Disponível em: <https://metadados.snirh.gov.br/geonetwork/srv/api/records/7d054e5a-8cc9-403c-9f1a-085fd933610c>.

SILVA, N. F. da *et al.* Wind energy in Brazil: From the power sector's expansion crisis model to the favorable environment. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 22, p. 686–697, 2013. ISSN 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2013.02.023. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.02.023>. Acesso em: 30 jun. 2025.

SILVA TAVARES, Pedro da *et al.* Water balance components and climate extremes over Brazil under 1.5 °C and 2.0 °C of global warming scenarios. **Regional Environmental Change**, v. 23, p. 40, 2023. Acesso em: abr. 2025. DOI: 10.1007/s10113-023-02042-1. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s10113-023-02042-1>.

SIN, PyaePyae Shwe *et al.* Performance recovery of proton exchange membrane electrolyzer degraded by metal cations contamination. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 53, p. 86–92, 2024. ISSN 0360-3199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2023.12.049. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.12.049>.

SISTEMA FAEMG. **Agronegócio em Minas**. [S. l.: s. n.], 2024. Disponível em: <https://www.sistemafaemg.org.br/agronegocio-em-minas>.

SMITH, Adrian *et al.* The governance of sustainable socio-technical transitions. **Research Policy**, v. 34, n. 10, p. 1491–1510, 2005. ISSN 0048-7333. DOI: 10.1016/j.respol.2005.07.005. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.respol.2005.07.005>. Acesso em: 30 jun. 2025.

SNIRH. **Mapas Temáticos - Hidrografia do Brasil**. [S. l.: s. n.], 2024. Accessed: 28 out. 2024. Disponível em: <https://metadados.snirh.gov.br/geonetwork/srv/api/records/d56de925-d890-4fc9-8ab1-15ecd1b6d8c7>.

SNIRH. **Metodologia ISH**. [S. l.: s. n.], 2023. Acesso em: 25 nov. 2024. Disponível em: https://metadados.snirh.gov.br/geonetwork/srv/api/records/c349dc5a-0c01-4f14-9519-e3340fef2c66/attachments/Metodologia_ISH.pdf.

SOLAR, Beyond Oil. **LONGi LR6-60PE-305M 305W Mono Solar Panel**. Acesso em: 9 dez. 2024. 2024. Disponível em: <https://beyondoilsolar.com/product/longi-lr6-60pe-305m/>.

SOLAR, Longi. **LONGi Solar LR6-60HPB-310M 310W Mono Solar Panel**. Acesso em: 9 dez. 2024. 2024. Disponível em: https://www.solaris-shop.com/longi-solar-lr6-60hpb-310m-310w-mono-solar-panel/?srsltid=AfmB0oonBGr_x9rmRvKVS9dAsOYmX5VORPT_vRYuSfj9phDZVurHRlfr.

- SOLLAI, Stefano *et al.* Renewable Methanol Production from Green Hydrogen and Captured CO₂: A Techno-Economic Assessment. **Journal of CO₂ Utilization**, v. 65, p. 101893, 2023. DOI: 10.1016/j.jcou.2022.101893.
- SOUZA, Matilde de; FERREIRA, Leandro Gomes. Sustainability Transition Challenges in the Brazilian Energy Sector. **CEBRI-Journal**, v. 1, n. 4, p. 104–127, out. 2022. Out.–nov. Acesso em: 30 jun. 2025.
- SOVACOOOL, Benjamin K. *et al.* New frontiers and conceptual frameworks for energy justice. **Energy Policy**, v. 105, p. 677–691, 2017. ISSN 0301-4215. DOI: 10.1016/j.enpol.2017.03.005. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.03.005>. Acesso em: 3 jul. 2025.
- STACCIARINI, João Henrique Santana;
GONÇALVES, Ricardo Junior de Assis Fernandes. Energy Transition and Mining in the Global South. **Mercator**, v. 24, jun. 2025. Acesso em: 13 jul. 2025. ISSN 1984-2201. DOI: 10.4215/rm2025.e24009. Disponível em: <http://www.mercator.ufc.br/mercator/article/view/e24009>.
- STEINBACHER, L. M. *et al.* Literature Review-Based Synthesis of a Framework for Evaluating Transformation of Hydrogen-Based Logistics. *In: FREITAG, M. et al. (ed.). Dynamics in Logistics. LDIC 2024.* [S. l.]: Springer, Cham, 2024. (Lecture Notes in Logistics). DOI: 10.1007/978-3-031-56826-8_25. Disponível em: https://doi.org/10.1007/978-3-031-56826-8_25. Acesso em: 7 jul. 2025.
- STOCK, R. Praeclariat: Theorising Precarious Labour Geographies of Solar Energy. **Antipode**, v. 53, p. 928–949, 2021. DOI: 10.1111/anti.12698. Disponível em: <https://doi.org/10.1111/anti.12698>.
- SUSTENTABILIDADE, Portal. **Amônia verde: usina-escola no RS vai produzir substância com potencial de substituir a ureia na agricultura.** [S. l.: s. n.], 2023. Acesso em: 20 fev. 2025. Disponível em: <https://portalsustentabilidade.com/2023/10/04/amonia-verde-usina-escola-no-rs-vai-produzir-substancia-com-potencial-de-substituir-a-ureia-na-agricultura/>.
- SVAMPA, Maristella. **Del cambio de época al fin de ciclo: Gobiernos progresistas, extractivismo y movimientos sociales.** Buenos Aires: Ediciones Caja Negra, 2017. p. 288.
- SWENNENHUIS, Floris; DE GOOYERT, Vincent; DE CONINCK, Heleen. Towards a CO₂-neutral steel industry: Justice aspects of CO₂ capture and storage, biomass- and green hydrogen-based emission reductions. **Energy Research & Social Science**, v. 88,

p. 102598, 2022. ISSN 2214-6296. DOI: 10.1016/j.erss.2022.102598. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2022.102598>. Acesso em: 30 jun. 2025.

TANAKA, Katsumasa; O'NEILL, Brian C. The Paris Agreement zero-emissions goal is not always consistent with the 1.5 °C and 2 °C temperature targets. **Nature Climate Change**, v. 8, p. 319–324, 2018. DOI: 10.1038/s41558-018-0097-x. Disponível em: <https://doi.org/10.1038/s41558-018-0097-x>. Acesso em: 7 jul. 2025.

TEAM, QGIS Development. **Proximity (Raster Distance) - QGIS Documentation**. Acesso em: 18 nov. 2024. 2024. Disponível em: https://docs.qgis.org/3.34/en/docs/user_manual/processing_algs/gdal/rasteranalysis.html#proximity-raster-distance.

TEMPER, Leah; DEL BENE, Daniela; MARTINEZ-ALIER, Joan. Mapping the frontiers and front lines of global environmental justice: The EJAtlas. **Journal of Political Ecology**, v. 22, p. 255–278, 2015. ISSN 1073-0451. DOI: 10.2458/v22i1.21108. Disponível em: <https://doi.org/10.2458/v22i1.21108>. Acesso em: 30 jun. 2025.

TIAN, Mi *et al.* Simulation and feasibility assessment of a green hydrogen supply chain: a case study in Oman. **Environmental Science and Pollution Research**, 2024. Acesso em: 20 mar. 2025. DOI: 10.1007/s11356-024-32563-z. Disponível em: <https://link.springer.com/article/10.1007/s11356-024-32563-z>.

TOGUN, Hussein *et al.* Development and comparative analysis between battery electric vehicles (BEV) and fuel cell electric vehicles (FCEV). **Applied Energy**, v. 388, p. 125726, 2025. ISSN 0306-2619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2025.125726. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2025.125726>.

TONELLI, Diego *et al.* Global land and water limits to electrolytic hydrogen production using wind and solar resources. **Nature Communications**, v. 14, p. 5532, 2023. DOI: 10.1038/s41467-023-41107-x. Disponível em: <https://doi.org/10.1038/s41467-023-41107-x>. Acesso em: 30 jun. 2025.

TRANSPORTES, Ministério dos. **Frota de veículos 2024**. Acesso em: 17 out. 2024. 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/transportes/pt-br/assuntos/transito/conteudo-Senatran/frota-de-veiculos-2024>.

TRUFFER, Bernhard; COENEN, Lars. Environmental innovation and sustainability transitions in regional studies. **Regional Studies**, v. 46, n. 1, p. 1–21, 2012. ISSN 1360-0591. DOI: 10.1080/00343404.2012.646164. Disponível em: <https://doi.org/10.1080/00343404.2012.646164>. Acesso em: 30 jun. 2025.

TUNN, Johanna *et al.* Green hydrogen transitions deepen socioecological risks and extractivist patterns: evidence from 28 prospective exporting countries in the Global South. **Energy Research & Social Science**, v. 117, p. 103731, 2024. ISSN 2214-6296. DOI: 10.1016/j.erss.2024.103731. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2024.103731>.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. **Clean Hydrogen Production Cost - PEM Electrolyzer**. [S. l.: s. n.], 2024. Disponível em: https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/24005-clean-hydrogen-production-cost-pem-electrolyzer.pdf?sfvrsn=8cb10889_1. Acesso em: 09 dez. 2024. U.S. Department of Energy, 2024.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. **Electrolytic Hydrogen Production Cost Analysis**. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://www.nrel.gov/hydrogen-cost-report-2023>.

UFSM. **Palmeira das Missões possui o maior VAB agropecuário do Rio Grande do Sul**. [S. l.: s. n.], 2022. <https://www.ufsm.br/cursos/pos-graduacao/palmeira-das-missoes/ppgagr/2022/06/13/palmeira-das-missoes-possui-o-maior-vab-agropecuário-do-rio-grande-do-sul>. Acesso em: 26 ago. 2024.

UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE (UNFCCC) SECRETARIAT. **Nationally determined contributions under the Paris Agreement: Synthesis report by the secretariat**. Out. 2024. Disponível em: <https://unfccc.int/documents/632334>. Acesso em: 6 jun. 2025.

UNITED NATIONS WORLD WATER ASSESSMENT PROGRAMME (WWAP); UN-WATER. **The United Nations World Water Development Report 2018: Nature-Based Solutions for Water**. Paris, 2018. Relatório das Nações Unidas sobre o desenvolvimento dos recursos hídricos. Disponível em: <https://unesdoc.unesco.org/ark:/48223/pf0000261424>. Acesso em: 30 jun. 2025.

UNITED STATES. DEPARTMENT OF ENERGY. **Small wind guidebook**. [S. l.: s. n.], s.d. <https://windexchange.energy.gov/small-wind-guidebook>. Acesso em: abr. 2025.

UNITS CONVERTERS. **TOE to MJ Converter**. [S. l.: s. n.], 2025. Disponível em: <https://www.unitsconverters.com/en/Toe-To-Mj/Utu-3482-3455>.

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO – USP; ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS – EESC. **Pesquisadores classificam Plano de Transição Energética Justa como incoerente**. Maio 2025. Disponível em: https://eesc.usp.br/noticias/comunicados_s.php?guid=pesquisadores-classificam-

plano-de-transicao-energetica-justa-como-incoerente&termid=todos. Acesso em: 14 jul. 2025.

USA, Solar Cellz. **Longi Solar Hi-Mo 3m Black 310 W STC 229.6 W NOCT High Efficiency Low LID Mono Solar Panel**. Acesso em: 9 dez. 2024. 2024. Disponível em: <https://store.solarcellzusa.com/Longi-Solar-Hi-Mo-3m-Black-310-W-STC-229.6-W-NOCT-High-Efficiency-Low-LID-Mono-Solar-Panel?srsltid=AfmB0op9PZpRefsluIbXaiiG0ipOVF6CTBX26mUYnC-Tzxc89wYT0qkm>.

USP. **Pesquisadores classificam Plano de Transição Energética Justa como incoerente**. Maio 2025. Disponível em: <https://jornal.usp.br/ciencias/pesquisadores-classificam-plano-de-transicao-energetica-justa-como-incoerente/>. Acesso em: 14 jul. 2025.

VALE. **Parceria entre Vale e Green Energy Park no Brasil é incluída em lista prioritária da Iniciativa Global Gateway da União Europeia**. [S. l.: s. n.], 2024. <https://vale.com/pt/w/parceria-entre-vale-e-green-energy-park-no-brasil-e-incluida-em-lista-prioritaria-da-iniciativa-global-gateway-da-uniao-europeia>. Acesso em: 28 abr. 2025.

VAMK UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES. **Uncertainties in Wind Energy Production**. [S. l.: s. n.], 2024. Acesso em: 09 dez. 2024. Disponível em: <https://energiaa.vamk.fi/en/articles/komptence/uncertainties-in-wind-energy-production/>.

VELTMEYER, Henry. **América Latina en la voráGINE de la crisis: Extractivismos y alternativas**. 1. ed. Bielefeld: Transcript Verlag, 2022. DOI: 10.2307/j.ctv2sbm7k1. Disponível em: <https://doi.org/10.2307/j.ctv2sbm7k1>. Acesso em: 12 jul. 2025.

VERSTRAETE, Dries. Long range transport aircraft using hydrogen fuel. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 38, n. 34, p. 14824–14831, 2013. ISSN 0360-3199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2013.09.021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.09.021>. Acesso em: 6 jun. 2025.

VESTAS. **V172-7.2 MW Turbine**. Acesso em: 09 dez. 2024. 2024. Disponível em: <https://www.vestas.com/en/energy-solutions/onshore-wind-turbines/enventus-platform/V172-7-2-MW>.

VIEIRA, V. *et al.* Comparison of Battery Electrical Vehicles and Internal Combustion Engine Vehicles—Greenhouse Gas Emission Life Cycle Assessment. **Applied Sciences**, v. 15, n. 6, p. 3122, 2025. DOI: 10.3390/app15063122. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/app15063122>.

- WELLE, Deutsche. **O impacto para o clima da exploração de petróleo na Foz do Amazonas**. 9 jul. 2025. Disponível em: <https://www.dw.com/pt-br/o-impacto-para-o-clima-da-explora%C3%A7%C3%A3o-de-petr%C3%B3leo-na-foz-do-amazonas/a-73200316>. Acesso em: 10 jul. 2025.
- WENZEL, Henrik *et al.* Towards water-conscious green hydrogen and methanol production: A techno-economic review. **Nexus**, v. 2, n. 1, p. 100054, 2025. Acesso em: abr. 2025. ISSN 2950-1601. DOI: 10.1016/j.ynexus.2025.100054. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ynexus.2025.100054>.
- WINDUSTRY. **Community Wind Toolbox: Costs**. [*S. l.: s. n.*], 2024. Acesso em: 09 dez. 2024. Disponível em: https://www.windustry.org/community_wind_toolbox_8_costs/.
- WORLD CLIMATE RESEARCH PROGRAMME (WCRP). **CMIP6 – Coupled Model Intercomparison Project Phase 6**. Acesso em: 7 jul. 2025. 2025. Disponível em: <https://wcrp-cmip.org/cmip-phases/cmip6/>. Acesso em: 7 jul. 2025.
- WORLD ECONOMIC FORUM. **Green hydrogen: the last mile in the net-zero journey**. [*S. l.: s. n.*]. publicado em 16 jan. 2024. Acesso em: 13 jul. 2025.
- WORLD ECONOMIC FORUM. **Trucking Industry Net-Zero Tracker: 2024 Edition**. [*S. l.*], 2024. Acesso em: 28 abr. 2025. Disponível em: https://reports.weforum.org/docs/WEF_Net_Zero_Industry_Tracker_2024_Trucking.pdf.
- WORLD RESOURCES INSTITUTE (WRI). **4 Charts Explain Greenhouse Gas Emissions by Countries and Sectors**. Artigo explicativo contendo gráficos com emissões globais por país e setor. Fev. 2020. Disponível em: <https://www.wri.org/insights/4-charts-explain-greenhouse-gas-emissions-countries-and-sectors>. Acesso em: 7 jul. 2025.
- WUEBBLES, Donald J. Can global mean temperatures be held to 1.5°C or less without major efforts in carbon removal/geoengineering? **Journal of Climate Action, Research, and Policy**, v. 1, p. 2350001, 2023. DOI: 10.1142/S2972312423500017. Disponível em: <https://doi.org/10.1142/S2972312423500017>. Acesso em: 7 jul. 2025.
- ZHANG, H. *et al.* Physicochemical properties of hydrogen as fuel: challenges and opportunities. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 47, n. 12, p. 6320–6335, 2022. ISSN 0360-3199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2021.11.123. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.11.123>. Acesso em: 30 jun. 2025.
- ZILLI, Marcia *et al.* The impact of climate change on Brazil’s agriculture. **Science of The Total Environment**, v. 740, p. 139384, 2020. ISSN 0048-9697. DOI:

10.1016/j.scitotenv.2020.139384. Disponível em:
<https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.139384>.