



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

LARA BRENDA CORDEIRO BARBOSA

**TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E OPORTUNIDADE INDUSTRIAL: A EXPANSÃO DE
RENOVÁVEIS COMO VANTAGEM COMPETITIVA PARA ATRAIR CONSUMIDORES
ELETROINTENSIVOS DE BAIXO CARBONO NO BRASIL.**

Recife
2025

LARA BRENDA CORDEIRO BARBOSA

TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E OPORTUNIDADE INDUSTRIAL: a expansão de renováveis como vantagem competitiva para atrair consumidores eletrointensivos de baixo carbono no Brasil.

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheira Eletricista.

Orientador(a): Prof. Dr. Pedro André Carvalho Rosas

Recife
2025

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do programa de geração automática do SIB/UFPE

Barbosa, Lara Brenda Cordeiro.

Transição energética e oportunidade industrial: a expansão de renováveis como vantagem competitiva para atrair consumidores eletrointensivos de baixo carbono no Brasil / Lara Brenda Cordeiro Barbosa. - Recife, 2025.

102 p. : il., tab.

Orientador(a): Pedro André Carvalho Rosas

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Engenharia Elétrica - Bacharelado, 2025.

Inclui referências.

1. transição energética. 2. consumidores eletrointensivos. 3. descarbonização industrial. 4. data centers. 5. hidrogênio verde. I. Rosas, Pedro André Carvalho. (Orientação). II. Título.

620 CDD (22.ed.)

LARA BRENDA CORDEIRO BARBOSA

TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E OPORTUNIDADE INDUSTRIAL: a expansão de renováveis como vantagem competitiva para atrair consumidores eletrointensivos de baixo carbono no Brasil

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheira Eletricista.

Aprovado em: 17/12/2025

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Pedro André Carvalho Rosas (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Calebe Hermann de Oliveira Lima (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Eng. Dr. Pablo Luiz Tabosa da Silva (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Este trabalho é especialmente dedicado à
minha mãe, que me apoiou, me fortaleceu e
acreditou em mim durante toda esta trajetória.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer primeiramente a Deus, por manter meus passos firmes e iluminar meu caminho ao longo de toda esta trajetória. Sem Sua graça, nada disso seria possível.

Expresso minha profunda gratidão à minha família, que esteve ao meu lado em cada etapa, me fortalecendo nos períodos difíceis e celebrando comigo todas as minhas conquistas. Em especial, agradeço à minha mãe, meu maior alicerce, por acreditar em mim, me acolher e estar presente em todos os momentos em que mais precisei.

Agradeço também aos meus amigos e a todos que, de alguma forma, me apoiaram, me encorajaram e torceram pelo meu sucesso.

Por fim, registro minha sincera gratidão à SR Energia, por me receber de braços abertos, por todo aprendizado construído e por contribuir diariamente para minha evolução profissional.

Sem sonhos, a vida não tem brilho.
Sem metas, os sonhos não têm alicerces.
Sem prioridades, os sonhos não se tornam reais.

— Augusto Cury

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo analisar o potencial do Brasil na transição energética e industrial global, com ênfase na expansão da geração centralizada a partir de fontes renováveis e em sua influência sobre a inserção de novos consumidores eletrointensivos no país, como *data centers*, projetos de hidrogênio verde, produção de *e-fuels*, fabricação de baterias e indústria siderúrgica e de metais não ferrosos de baixo carbono. Para alcançar esse objetivo, foi realizada uma análise técnico-regulatória do setor elétrico e industrial brasileiro, contemplando a configuração da matriz energética e elétrica nacional, as projeções de oferta e demanda futura e os requisitos técnicos associados à conexão e operação desses novos tipos de carga. O trabalho também discute as oportunidades que posicionam o Brasil de forma competitiva no cenário internacional, como a abundância de recursos renováveis, a localização estratégica, os instrumentos de apoio regulatório e incentivo fiscal, bem como os desafios estruturais que ainda limitam o avanço da transição, incluindo restrições na infraestrutura de transmissão, o *curtailment* e a ausência de um arcabouço regulatório consolidado. Além disso, são abordados os programas e iniciativas internacionais que exemplificam modelos de integração que envolvem as indústrias verdes, tecnologias emergentes e energia renovável, permitindo identificar lições aplicáveis ao contexto nacional. De modo geral, o estudo busca avaliar o potencial do Brasil para consolidar-se como protagonista na atração de investimentos voltados a setores estratégicos e na promoção de um modelo de desenvolvimento industrial e energético alinhado à descarbonização e à sustentabilidade.

Palavras-chave: transição energética; consumidores eletrointensivos; descarbonização industrial; data centers; hidrogênio verde.

ABSTRACT

This study aims to analyze Brazil's potential within the global energy and industrial transition, with emphasis on the expansion of centralized generation from renewable sources and its influence on the integration of new energy-intensive consumers in the country, such as data centers, green hydrogen projects, e-fuel production, battery manufacturing, and low-carbon steel and non-ferrous metals industries. To achieve this objective, a technical and regulatory analysis of the Brazilian electric and industrial sectors was carried out, encompassing the configuration of the national energy and electricity matrices, projections of future supply and demand, and the technical requirements associated with the connection and operation of these new types of loads. The study also discusses the opportunities that position Brazil competitively in the international landscape, such as the abundance of renewable resources, strategic location, regulatory support instruments and tax incentives, as well as the structural challenges that still limit the progress of the transition, including transmission infrastructure constraints, curtailment, and the absence of a consolidated regulatory framework. In addition, it addresses international programs and initiatives that exemplify integration models involving green industries, emerging technologies, and renewable energy, enabling the identification of lessons applicable to the national context. Overall, the study seeks to assess Brazil's potential to establish itself as a leading destination for investments in strategic sectors and to promote an industrial and energy development model aligned with decarbonization and sustainability.

Keywords: energy transition; energy-intensive consumers; industrial decarbonization; data centers; green hydrogen.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Missões do Programa Nova Indústria Brasil (NIB).	14
Figura 2 – Evolução da matriz energética brasileira e comparativo com panorama mundial.....	19
Figura 3 – Evolução da matriz elétrica brasileira e comparativo com panorama mundial.....	20
Figura 4 – Velocidade média anual do vento no Brasil.	22
Figura 5 – Média Anual de Irradiância no Brasil.....	23
Figura 6 – Comparativo da Capacidade Instalada no SIN (2024 e 2029).	26
Figura 7 – Consumo de eletricidade por setor no Brasil.....	28
Figura 8 – Distribuição de consumo de energia por setor no Brasil.	29
Figura 9 – Consumo de eletricidade por tipo de <i>data center</i> e categoria de equipamento.....	32
Figura 10 – Consumo de eletricidade por equipamento de <i>data center</i> projetado para 2030.	33
Figura 11 – Distribuição das principais concentrações de cargas provenientes de <i>data centers</i> no mundo.....	34
Figura 12 – Projeção de geração de eletricidade para <i>data centers</i> por tipo fonte no mundo.	35
Figura 13 – Principais componentes de <i>data centers</i>	37
Figura 14 – Linhas de fibra óptica existentes no Brasil.	39
Figura 15 – Projetos em desenvolvimento de produção de hidrogênio verde no Brasil.	47
Figura 16 – Esquema conceitual de produção de hidrogênio verde.....	49
Figura 17 – Esquema de eletrólise pelo método ALK.	51
Figura 18 – Esquema de eletrólise pelo método PEM.	52
Figura 19 – Esquema de eletrólise pelo método SOEC.	53
Figura 20 – Eixos do Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2).....	55
Figura 21 – Resumo esquemático do processo de produção de <i>e-fuels</i>	58
Figura 22 – Capacidade instalada de plantas de produção de <i>e-fuel</i> em diferentes etapas de desenvolvimento no mundo.....	60
Figura 23 – Principais rotas de síntese de <i>e-fuels</i>	62

Figura 24 – Ciclo convencional de síntese catalítica.....	63
Figura 25 – Produção global de ferro em 2021 (em milhões de toneladas).	67
Figura 26 – Fluxo simplificado da produção do aço.	68
Figura 27 – Esquema de produção de aço através das rotas EAF e DRI-EAF.	70
Figura 28 – Licenciamento acumulado de veículos eletrificados (mil unidades).	75
Figura 29 – Potenciais incentivos em diferentes esferas governamentais.	79
Figura 30 – ZPEs no Nordeste do Brasil.	80
Figura 31 – Interligação entre subsistemas do SIN.....	82
Figura 32 – Evolução do <i>curtailment</i> por tipo (2022-2024).....	85

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Resumo comparativo entre REDATA e Lei da Informática.....	42
Tabela 2 – Principais rotas de produção do hidrogênio.	43
Tabela 3 – Comparativo de conteúdo energético por tipo de combustível.	44
Tabela 4 – Principais tecnologias eletrolíticas para hidrogênio verde e suas características.	54
Tabela 5 – Resumo comparativo entre o PNH ₂ , REHIDRO E PHCB.	57
Tabela 6 – Características dos tipos de retificadores.....	90
Tabela 7 – Resumo de exigências aplicadas a grandes consumidores.	91
Tabela 8 – Tipos de distúrbios na rede e principais impactos em <i>data centers</i>	92

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BESS	Sistema de Armazenamento de Energia
BF-BOF	Alto-Forno - Forno Básico a Oxigênio
BOP	Balanço da Planta
CA	Corrente Alternada
CBAM	Mecanismo de Ajuste de Fronteira de Carbono
CC	Corrente Contínua
CCS	Captura e Armazenamento de Carbono
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COP	Conferência das Partes
CZPE	Conselho Nacional das Zonas de Processamento de Exportação
DRI	Ferro de Redução Direta
EAF	Forno Elétrico a Arco
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FC	Fator de Capacidade
FP	Fator de Potência
GEE	Gases de Efeito Estufa
GNL	Gás Natural Liquefeito
HFO	Óleo Combustível Pesado
IA	Inteligência Artificial
ICAO	Organização da Aviação Civil Internacional
IGBT	Transistor Bipolar de Porta Isolada
IMO	Organização Marítima Internacional

IPI	Imposto sobre Produtos Industrializados
IRENA	Agência Internacional de Energias Renováveis
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
NIB	Nova Indústria Brasil
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PBEV	Programa Brasileiro de Etiquetagem Veicular
PEM	Membrana de Troca de Prótons
PHBC	Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono
PIB	Produto Interno Bruto
PNDV	Programa Nacional do Diesel Verde
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
REDATA	Regime Especial de Tributação para Serviços de Datacenter.
REHIDRO	Regime Especial de Incentivos para a Produção de Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono
REIDI	Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura
RFNBO	Combustíveis Renováveis de Origem Não Biológica
SAF	Combustível Sustentável de Aviação
SBCE	Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões
SIN	Sistema Interligado Nacional
SOEC	Eletrólise de Óxido Sólido
THD	Distorção Harmônica Total
UNFCCC	Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima
UPS	Sistema de Alimentação Ininterrupta
ZPES	Zonas de Processamento de Exportação

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	OBJETIVOS	16
1.1.1	Geral.....	16
1.1.2	Específicos	16
1.2	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	16
2	CONTEXTO ENERGÉTICO E INDUSTRIAL BRASILEIRO	18
2.1	MATRIZ ENERGÉTICA E MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA.....	19
2.2	RECURSOS NATURAIS E POTENCIAL PARA GERAÇÃO RENOVÁVEL NO BRASIL	20
2.2.1	Potencial Eólico Onshore e Offshore.....	21
2.2.2	Potencial Solar Fotovoltaico	22
2.2.3	Potencial Hidrelétrico e Recursos Hídricos.....	24
2.2.4	Potencial de Biomassa	24
2.2.5	Capacidade Instalada no SIN	25
2.3	SETOR INDUSTRIAL E CONSUMO DE ENERGIA NO BRASIL	27
3	NOVOS CONSUMIDORES ELETROINTENSIVOS DE BAIXO CARBONO	30
3.1	DATA CENTERS	31
3.1.1	Contextualização e Panorama Brasileiro.....	32
3.1.2	Infraestrutura e Principais Componentes.....	36
3.1.2.1	<i>Servidores</i>	<i>37</i>
3.1.2.2	<i>Sistemas de armazenamento</i>	<i>37</i>
3.1.2.3	<i>Infraestrutura de rede</i>	<i>38</i>
3.1.2.4	<i>Sistemas de alimentação ininterrupta (UPS) e geradores de emergência ...</i>	<i>39</i>
3.1.2.5	<i>Sistemas de climatização e de controle ambiente</i>	<i>39</i>
3.1.2.6	<i>Outras infraestruturas</i>	<i>40</i>
3.1.3	Incentivos Fiscais e Mecanismos de Apoio no Brasil	40
3.2	HIDROGÊNIO VERDE	42
3.2.1	Contextualização e Panorama Brasileiro.....	44
3.2.2	Infraestrutura e Principais Componentes.....	48
3.2.2.1	<i>A eletrólise da água</i>	<i>49</i>
3.2.3	Incentivos Fiscais e Mecanismos de Apoio no Brasil	55
3.3	E-FUELS E COMBUSTÍVEIS SINTÉTICOS DE BAIXO CARBONO.....	57
3.3.1	Contextualização e Panorama Brasileiro.....	59
3.3.2	Principais Rotas Tecnológicas.....	61
3.3.3	Incentivos Fiscais e Mecanismos de Apoio no Brasil	63
3.4	SIDERURGIA VERDE E PRODUÇÃO DE AÇO DE BAIXO CARBONO	65
3.4.1	Contextualização e Panorama Brasileiro.....	65
3.4.2	Principais Rotas Tecnológicas.....	67

3.4.3	Incentivos Fiscais e Mecanismos de Apoio no Brasil	71
3.5	OUTRAS CARGAS ELETROINTENSIVAS EMERGENTES	72
3.5.1	Produção de Alumínio e Metais Não Ferrosos de Baixo Carbono.....	72
3.5.2	Indústria de Baterias e Armazenamento de Energia	74
4	INFRAESTRUTURA ENERGÉTICA E INSTRUMENTOS INSTITUCIONAIS PARA A NOVA INDÚSTRIA DE BAIXO CARBONO	77
4.1	ZONAS DE PROCESSAMENTO DE EXPORTAÇÃO (ZPES)	78
4.2	INFRAESTRUTURA ELÉTRICA E INTEGRAÇÃO COM A REDE	80
4.2.1	Transmissão e Escoamento da Geração.....	81
4.2.2	Curtailment	83
4.2.3	Parâmetros Elétricos e Qualidade de Energia em Consumidores Eletrointensivos	85
5	CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE	95
5.1	TRABALHOS FUTUROS.....	96
	REFERÊNCIAS	97

1 INTRODUÇÃO

O Programa Nova Indústria Brasil (NIB), lançado em 2024, introduziu o conceito de neoindustrialização, entendido como o processo de reestruturação produtiva baseado na inovação, na descarbonização e na adoção de modelos industriais sustentáveis, fundamentado nas missões apresentadas na Figura 1 (MDIC, 2024). Essa estratégia não se configura como uma iniciativa isolada, mas integra um movimento mais amplo de transformação das cadeias produtivas, impulsionado tanto pela necessidade de modernização do parque industrial nacional quanto pela intensificação das exigências globais climáticas e de sustentabilidade.

Figura 1 – Missões do Programa Nova Indústria Brasil (NIB).



Fonte: (MINISTÉRIO DA FAZENDA, 2024).

No contexto internacional, eventos de grande relevância, como a Conferência das Partes (COP), instituída no âmbito da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC), resultaram em importantes acordos internacionais. Entre eles, destaca-se o Protocolo de Quioto, firmado em 1997 durante a COP3, que estabeleceu a obrigação de os países desenvolvidos reduzirem suas emissões em cerca de 5% no período de 2008 a 2012 em relação aos níveis de 1990 (UNFCCC, 1997). Posteriormente, em 2015, a COP21 deu origem ao Acordo de Paris, cujo objetivo central é manter o aumento da temperatura média global bem abaixo de 2°C, com esforços adicionais para limitá-lo a 1,5°C (UNFCCC, 2015). Esses compromissos internacionais evidenciam a crescente pressão para a descarbonização das cadeias produtivas e, conseqüentemente, reforçam a estratégia de alinhar o desenvolvimento energético e industrial brasileiro às exigências globais de sustentabilidade.

Em consonância com esse movimento global e com a política de neointustrialização, o Brasil projeta, para os próximos anos, a incorporação de novas tecnologias e indústrias estratégicas de alto consumo energético, como *data centers* de grande porte, a produção de hidrogênio verde e seus derivados, a indústria siderúrgica de baixo carbono, dentre outros. Tais indústrias, além de intensivas em consumo de eletricidade, apresentam uma demanda crescente por fontes renováveis, uma vez que sua competitividade e aceitação no mercado internacional estão fortemente condicionadas à utilização de energia limpa.

Em contrapartida, observa-se uma desaceleração gradual dos investimentos em projetos de geração renovável no Brasil, resultado de fatores como a redução da rentabilidade, a insuficiência da infraestrutura de transmissão, o *curtailment*, a elevação das taxas de juros, a queda nos preços dos contratos futuros de energia e a estagnação da demanda (MCKINSEY, 2024). Ainda assim, o Brasil sustenta vantagens competitivas sólidas, ancoradas na abundância de recursos naturais e em uma matriz elétrica intrinsecamente renovável. Nesse contexto, torna-se essencial examinar de forma aprofundada o posicionamento estratégico do país e o seu potencial de consolidar-se como um dos principais protagonistas na condução da transição industrial e energética em escala global.

1.1 Objetivos

1.1.1 Geral

Analisar a posição do Brasil no contexto da transição energética e industrial global, destacando a expansão das fontes renováveis como vantagem competitiva para a atração e o desenvolvimento de consumidores eletrointensivos de baixo carbono no país.

1.1.2 Específicos

- Caracterizar o panorama atual da matriz energética e elétrica brasileira, com ênfase na evolução da participação das fontes renováveis.
- Examinar a estrutura do setor industrial brasileiro e seu impacto energético e econômico no desenvolvimento do país.
- Identificar e descrever os principais tipos de consumidores eletrointensivos associados à transição energética.
- Analisar os impactos elétricos e os desafios de integração desses consumidores na rede elétrica, considerando parâmetros de qualidade da energia e infraestrutura de transmissão.
- Avaliar as oportunidades e desafios do Brasil frente à nova agenda industrial verde, considerando aspectos regulatórios, fiscais e de planejamento energético.

1.2 Organização do Trabalho

O presente trabalho está estruturado em cinco Capítulos:

O Capítulo 1 apresenta um escopo geral do trabalho, contextualizando a relevância da transição energética e da reindustrialização verde no Brasil.

O Capítulo 2 apresenta o contexto energético e industrial brasileiro, iniciando pela caracterização da matriz energética e elétrica nacional. Em seguida, discute-se também o potencial dos principais recursos naturais para geração renovável, bem como a capacidade instalada do Sistema Interligado Nacional (SIN) e a distribuição

regional dos principais centros industriais e consumidores. O Capítulo se encerra com uma análise do consumo de energia especificamente no setor industrial, destacando tendências, segmentos eletrointensivos e sua relevância no cenário nacional.

O Capítulo 3 trata dos novos consumidores eletrointensivos de baixo carbono, analisando em profundidade quatro segmentos estratégicos: *data centers*, hidrogênio verde, *e-fuels*, siderurgia verde. Também são introduzidas outras cargas eletrointensivas emergentes, como produção de alumínio de baixo carbono e indústria de baterias. Cada subseção aborda o panorama brasileiro, a infraestrutura e os principais componentes tecnológicos de cada atividade, bem como os incentivos fiscais e mecanismos de apoio atualmente existentes para sua viabilização no Brasil.

O Capítulo 4 discute os elementos estruturantes que condicionam a competitividade desses setores no Brasil. Inicialmente, apresenta-se o papel das Zonas de Processamento de Exportação (ZPEs) como instrumento de política industrial e mecanismo de estímulo a cadeias produtivas orientadas à exportação. Em seguida, analisa-se a infraestrutura elétrica necessária para a integração de grandes consumidores ao Sistema Interligado Nacional (SIN), incluindo aspectos de transmissão, escoamento da geração, restrições operativas como o *curtailment* e parâmetros de qualidade de energia relevantes para essas cargas eletrointensivas.

Por fim, o Capítulo 5 reúne as conclusões dos temas abordados ao longo do trabalho e possíveis direções de continuidade, com recomendações para aprimoramento regulatório, fortalecimento da infraestrutura energética, expansão de incentivos e aprofundamento metodológico para estudos futuros.

2 CONTEXTO ENERGÉTICO E INDUSTRIAL BRASILEIRO

A transição energética global tem sido fortemente influenciada pela necessidade climática de reduzir as emissões de gases de efeito estufa e limitar o aquecimento global a 1,5°C, conforme estabelecido no Acordo de Paris. Atualmente, o setor de energia responde por cerca de 73% das emissões globais de CO₂ relacionadas às atividades humanas, que abrange geração elétrica, transportes, processos industriais e usos finais de energia (IEA, 2023).

Diante desse cenário, a migração para fontes renováveis de baixo carbono tornou-se um eixo central das políticas públicas globais, dos investimentos privados e das agendas multilaterais, especialmente com o avanço das negociações climáticas que terão novo marco em 2025, durante a COP30, a ser sediada em Belém do Pará. A conferência deverá intensificar o debate sobre metas climáticas, financiamento de tecnologias limpas e reindustrialização verde, conferindo ao Brasil protagonismo ampliado nas discussões globais sobre mitigação e adaptação.

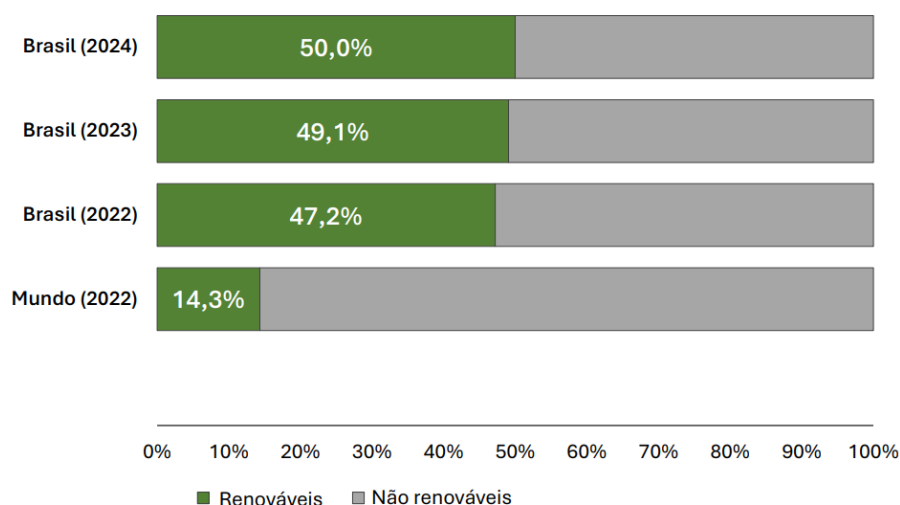
Nesse contexto internacional, o Brasil ocupa uma posição singular devido à elevada participação de fontes renováveis em sua matriz energética e, sobretudo, ao expressivo potencial para expansão de energias de baixo carbono. A disponibilidade de recursos que viabilizam a geração de energia eólica, solar fotovoltaica, hidrelétrica, biomassas reforça a capacidade do país de sustentar um processo de crescimento econômico associado a uma profunda descarbonização da indústria.

Assim, compreender o contexto energético e industrial brasileiro é fundamental para analisar como o país pode se posicionar na nova economia global. Este Capítulo apresenta uma visão integrada da matriz energética e elétrica, do potencial renovável nacional, e da distribuição das capacidades instaladas no país. Por fim, é discutido a estrutura industrial e os padrões de consumo de energia no Brasil. Dessa forma, a abordagem adotada permite relacionar a transição energética brasileira às oportunidades industriais emergentes, destacando como a combinação entre disponibilidade renovável, segurança energética e competitividade pode consolidar o país como um dos principais destinos globais para cadeias produtivas de baixo carbono.

2.1 Matriz Energética e Matriz Elétrica Brasileira

Determinada pelos recursos naturais e tecnológicos disponíveis, a matriz energética de um país representa o conjunto das fontes de energia primária utilizadas para suprir as diferentes demandas da sociedade, tais como transporte, indústria, uso residencial e comercial, dentre outros. Essas fontes podem ser classificadas em renováveis, como hidráulica, eólica, solar, lenha e biomassa, e não renováveis, como petróleo, carvão mineral e gás natural. No Brasil, segundo o Balanço Energético Nacional 2025 (BEN 2025), elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a matriz energética brasileira no ano-base de 2024 já era composta por aproximadamente 50% de fontes renováveis. Em 2022, essa participação era de 47,2%, valor significativamente superior à média mundial do período, estimada em apenas 14,3%, conforme a Figura 2 (EPE, 2025; IEA, 2023).

Figura 2 – Evolução da matriz energética brasileira e comparativo com panorama mundial.

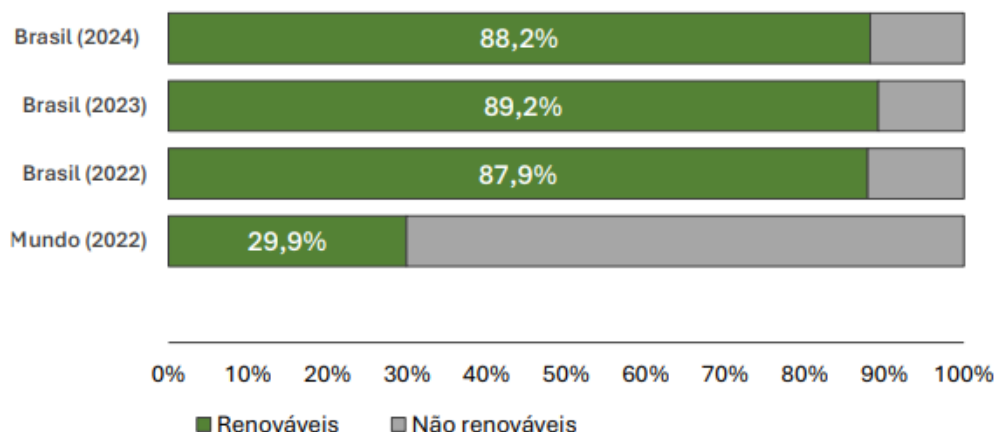


Fonte: adaptada de (EPE, 2025).

Se tratando da matriz elétrica, que representa a parcela de fontes utilizadas especificamente para geração de eletricidade. De acordo com BEN 2025 e conforme apresentado na Figura 3, o Brasil apresenta uma matriz elétrica majoritariamente renovável, que atingiu 88,0% da oferta interna de eletricidade em 2024. Em 2022,

essa participação já era de 87,9%, percentual significativamente superior à média global do mesmo período, estimada em apenas 29,9% (EPE, 2025).

Figura 3 – Evolução da matriz elétrica brasileira e comparativo com panorama mundial.



Fonte: adaptada de (EPE, 2025).

2.2 Recursos Naturais e Potencial para Geração Renovável no Brasil

A matriz elétrica brasileira, caracterizada por sua alta participação de fontes renováveis, constitui o resultado de uma combinação singular de recursos naturais abundantes, diversidade geográfica e condições climáticas favoráveis. Tal configuração representa um diferencial competitivo e, ao mesmo tempo, um ativo estratégico na consolidação da nova economia de baixo carbono. No contexto da transição energética global, marcada pela necessidade de eletrificação, descarbonização industrial e expansão de cargas eletrointensivas, o potencial renovável brasileiro emerge como elemento central para sustentar processos produtivos de alta demanda energética com baixa intensidade de emissões.

Diante desse cenário, este Capítulo analisa o potencial técnico e os recursos naturais associados às principais fontes renováveis do país: eólica, solar fotovoltaica, hídrica e biomassa. São discutidos também aspectos regionais, oportunidades de expansão e potenciais complementaridades entre as fontes.

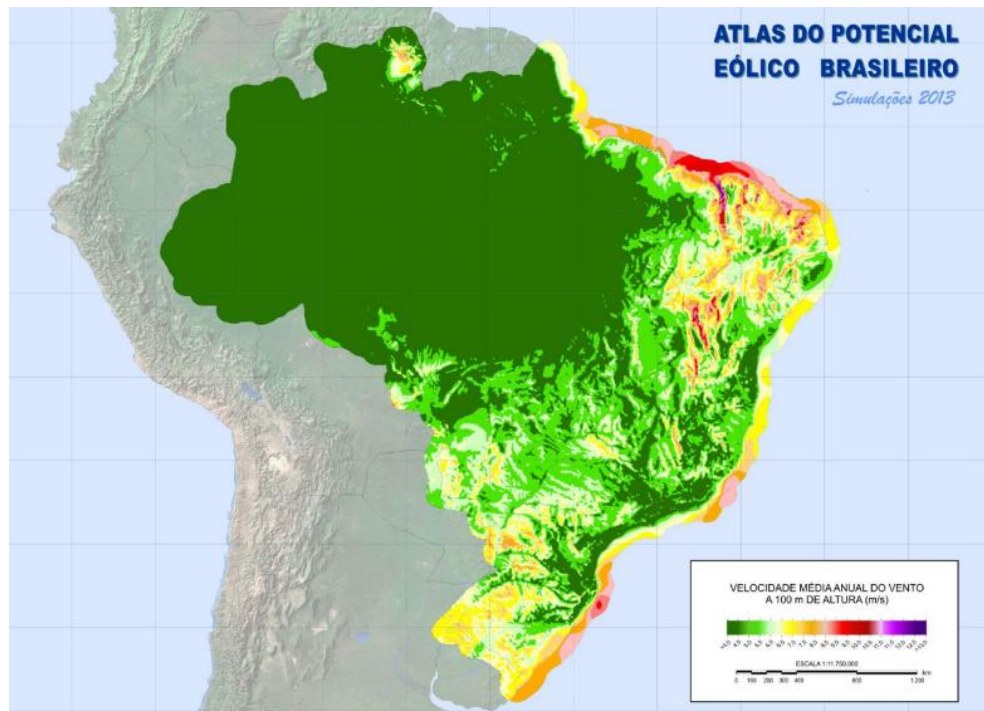
2.2.1 Potencial Eólico Onshore e Offshore

O Brasil consolidou-se como um dos maiores mercados eólicos do mundo, impulsionado sobretudo pelas condições excepcionais observadas na região Nordeste do país. Essa região apresenta fator de capacidade que pode alcançar valores próximos a 70% em áreas específicas, significativamente superior à média nacional, que gira em torno de 40%, e muito acima da média global, usualmente situada em 25% (AGÊNCIA GOV, 2023). De modo geral, a combinação de constância dos ventos, baixa turbulência e regime sazonal favorável confere ao país uma vantagem estrutural para a expansão da geração eólica.

Fatores como a complementaridade temporal com a geração solar, a elevada previsibilidade dos regimes eólicos e a potencial proximidade de áreas de carga eletrointensiva emergente, reforçam o papel estratégico dessa fonte. Além disso, o perfil noturno da geração eólica, comumente observado em algumas regiões do país, mitiga as variações intradiárias típicas da geração solar, ampliando a estabilidade do suprimento para processos industriais contínuos

Ademais, a costa brasileira reúne condições particularmente favoráveis ao desenvolvimento da energia eólica *offshore*, com destaque para os litorais do Nordeste e do Sudeste, onde predominam regimes de ventos intensos e estáveis ao longo do ano. A Figura 4 apresenta a distribuição média anual da velocidade do vento a 100 metros de altura, tanto em áreas continentais quanto ao longo da zona costeira brasileira, evidenciando o elevado potencial disponível para a instalação de parques eólicos *onshore* e *offshore*.

Figura 4 – Velocidade média anual do vento no Brasil.



Fonte: (INPE; ELETROBRAS CEPEL, 2017).

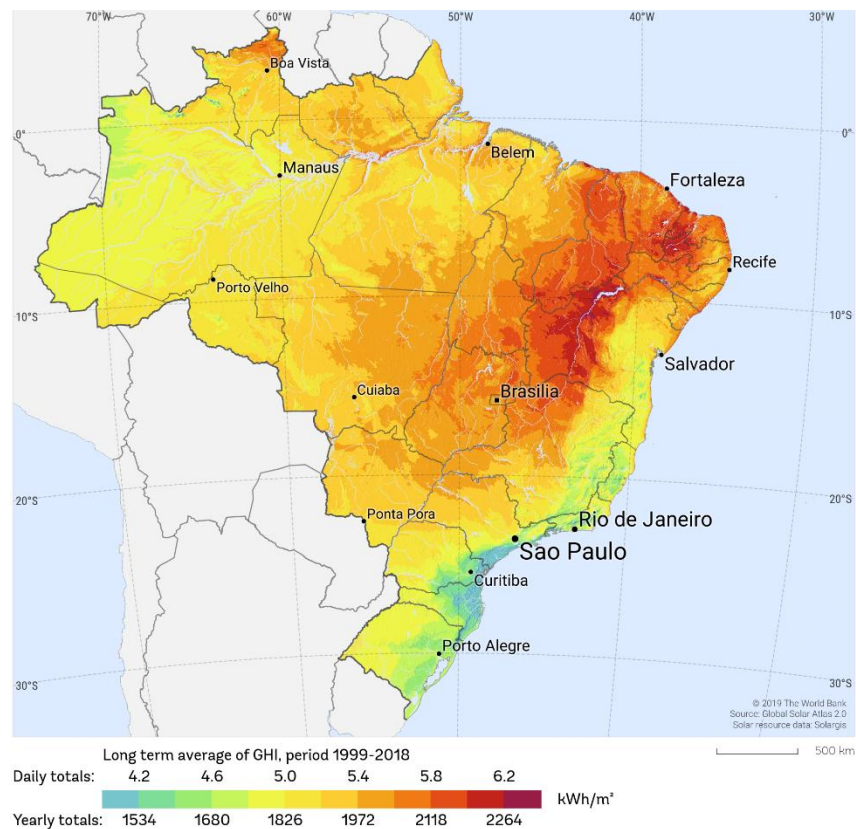
Cabe ressaltar que a Lei nº 15.097/2025, aprovada em janeiro de 2025, estabeleceu o marco legal para o desenvolvimento da energia eólica *offshore* no Brasil, regulamentando o uso de áreas do domínio da União para a instalação de empreendimentos em ambiente marítimo. A partir desse avanço regulatório, o país passa a dispor de maior segurança jurídica para a exploração do seu potencial eólico offshore, estimado em cerca de 1.200 GW, segundo a ABEEólica (2025). A expectativa é que o primeiro leilão de áreas marítimas ocorra nos próximos anos, criando condições para impulsionar novos polos industriais de baixo carbono, incluindo hidrogênio verde, siderurgia verde e produção de combustíveis sustentáveis.

2.2.2 Potencial Solar Fotovoltaico

O Brasil possui um dos maiores potenciais de energia solar fotovoltaica do mundo, posicionando-se como mercado estratégico na transição energética global. Sua localização geográfica privilegiada, resulta em alta incidência solar, entre 1.500 e 2.300 kWh/m²/ano, em grande parte do território (INPE/CRESESB, 2017), conforme

indica a Figura 5. Internacionalmente, o país situa-se entre os dez maiores em capacidade acumulada, embora o potencial real permaneça substancialmente subutilizado frente a líderes como China, Estados Unidos e Alemanha.

Figura 5 – Média Anual de Irradiância no Brasil.



Fonte: (GLOBAL SOLAR ATLAS, 2019).

Além do elevado potencial técnico, o avanço das tecnologias fotovoltaicas e a redução dos custos de investimento reforçam a competitividade dessa fonte, tanto em aplicações centralizadas quanto em aplicações distribuídas, com destaque para a modalidade de geração junto à carga. Essa trajetória de crescimento torna-se evidente ao se observar que entre 2016 e 2024 a oferta da fonte solar fotovoltaica teve um crescimento médio de cerca de 131% ao ano. Em 2024, a geração solar atingiu um novo marco de 70,7 TWh e a capacidade instalada alcançou cerca de 48.468 MW (EPE, 2025). Esses dados mostram que a solar fotovoltaica foi a tecnologia que mais cresceu no Brasil nos últimos anos, o que diversifica a matriz elétrica e promove a

democratização do acesso à energia limpa, consolidando-a como um dos principais vetores da expansão renovável no país.

2.2.3 Potencial Hidrelétrico e Recursos Hídricos

A fonte hidrelétrica historicamente sustentou o desenvolvimento do sistema elétrico brasileiro, usufruindo da ampla rede de bacias hidrográficas do país e representando cerca de 46% da capacidade de geração instalada total, equivalente a 108 GW (ONS, 2025). Entretanto, questões socioambientais e a maior distância dos centros de carga têm tornado novos empreendimentos de grande porte menos competitivos frente a outras fontes renováveis. Essa realidade, somada à maior sazonalidade e dependência de regimes pluviométricos, tem reconfigurado o papel da hidreletricidade no planejamento energético nacional, transitando de base da matriz para uma fonte estratégica de energia firme e gestão da flexibilidade do sistema, atuando em sinergia com outras fontes, como eólica e solar. Estima-se que o potencial teórico total para fontes de geração hidráulica no Brasil seja da ordem de aproximadamente 260 GW, sendo que, de acordo com a EPE (2023), cerca de 63% desse potencial já foi efetivamente aproveitado pela geração centralizada.

Ainda no contexto da geração hidrelétrica, as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), classificadas como empreendimento com potência instalada entre 5 MW e 30 MW, exercem função complementar e estratégica na expansão da oferta elétrica. Devido aos seus reservatórios de menor porte, apresentam impactos ambientais significativamente reduzidos, o que se reflete em maior celeridade nos processos de licenciamento e aceitação social.

2.2.4 Potencial de Biomassa

A biomassa ocupa um papel relevante na matriz energética brasileira, sobretudo em regiões com forte atividade agroindustrial, representando uma fonte renovável de geração despachável e complementar à variabilidade da eólica e do solar. No entanto, é importante destacar que a biomassa não deve ser automaticamente classificada como uma fonte de eletricidade de baixo carbono, uma vez que suas emissões

líquidas dependem significativamente do tipo de recurso utilizado, da cadeia de suprimento e do manejo da terra. Rotas baseadas em resíduos agrícolas, florestais ou agroindustriais tendem a apresentar balanços de carbono mais favoráveis, enquanto cultivos dedicados podem gerar emissões adicionais associadas ao uso de fertilizantes e alterações no uso do solo.

Apesar dessa heterogeneidade, a geração a partir da biomassa desempenha um papel estratégico ao fornecer energia firme e capacidade de resposta rápida, contribuindo para a estabilidade operativa do sistema elétrico brasileiro. Essa característica é particularmente relevante em contextos de elevada participação de fontes renováveis variáveis, já que a biomassa pode reduzir custos de integração e apoiar o atendimento contínuo de cargas industriais de alta demanda.

Assim, embora não constitua o elemento central na estratégia de eletrificação de consumidores eletrointensivos de baixas emissões, a biomassa compõe uma infraestrutura energética complementar que fortalece a segurança e a flexibilidade do sistema, contribuindo indiretamente para a atratividade de novos polos industriais de baixo carbono.

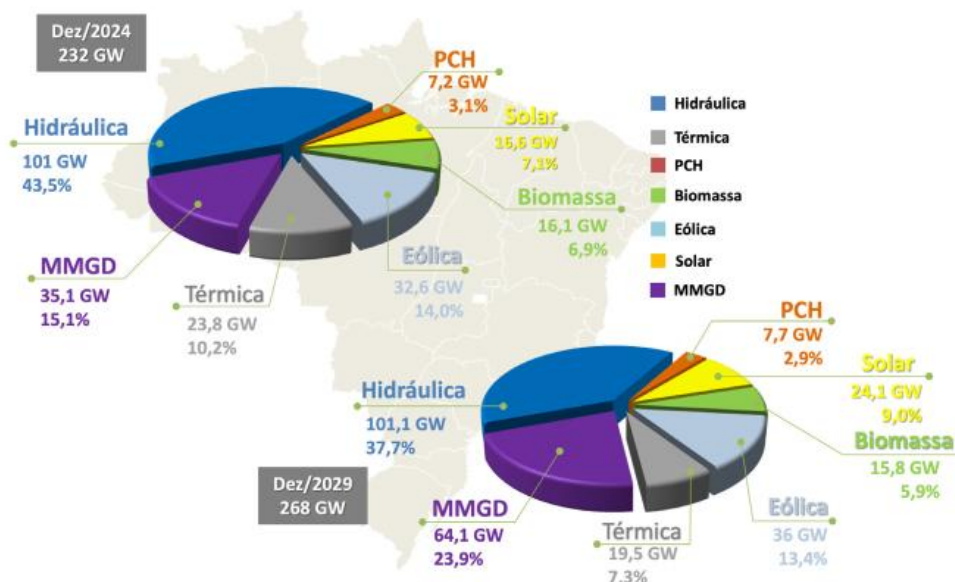
2.2.5 Capacidade Instalada no SIN

De acordo com o Plano Energético Nacional (PEN 2025), elaborado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a capacidade instalada do Sistema Interligado Nacional (SIN) atingia cerca de 232 GW em dezembro de 2024, incluindo a micro e minigeração distribuída (MMGD). A decomposição apresentada pelo ONS indica, aproximadamente, 101,0 GW (43,5%) em usinas hidrelétricas, 23,8 GW (10,2%) em termelétricas convencionais e nucleares, 72,5 GW (31,2%) provenientes de PCHs, biomassa, eólicas e solares, e 35,1 GW (15,1%) em MMGD, totalizando cerca de 210 GW oriundos de fontes renováveis.

O PEN 2025 também projeta uma capacidade instalada total de 268 GW ao final de 2029, refletindo um decréscimo de aproximadamente 4 GW nas termelétricas, um incremento de 19,5 GW nas fontes renováveis centralizadas (PCHs, biomassa, eólicas e solares) e um acréscimo expressivo de 29 GW na MMGD, além de um

pequeno aumento de 0,1 GW nas usinas hidrelétricas convencionais (Figura 6) (ONS, 2025).

Figura 6 – Comparativo da Capacidade Instalada no SIN (2024 e 2029).



Fonte: adaptado de (ONS, 2025).

Apesar do expressivo avanço das fontes renováveis na última década, o ritmo de expansão tem apresentado sinais de desaceleração nos últimos anos, especialmente no segmento eólico. Segundo dados da *Brazil Energy Insight* (2025), a nova capacidade instalada eólica em 2024 foi de aproximadamente 3,3 GW, uma redução significativa em relação aos 4,8 GW adicionados em 2023. Essa tendência é atribuída a gargalos na infraestrutura de transmissão e à redução de áreas com alto fator de capacidade já disponíveis para exploração imediata. Ademais, relatórios da *International Energy Agency* (IEA, 2024) e da *BloombergNEF* (2024) reforçam que, embora o Brasil continue como destaque regional em geração renovável, o crescimento projetado para os próximos anos deve se moderar, com retomada mais acentuada após 2027, à medida que reforços nos sistemas de transmissão entrem em operação e o ambiente regulatório seja aprimorado.

No cenário internacional, segundo o relatório da Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA), países referência de desenvolvimento econômico e tecnológico, como a China e Estados Unidos da América (EUA), lideram o ranking

mundial de capacidade instalada de fontes renováveis em 2024, com 1,8 TW e 428,4 GW, respectivamente. O Brasil ocupa a terceira posição, evidenciando sua relevância no panorama global da transição energética.

Diante do mencionado, faz-se relevante constatar que a capacidade de geração elétrica a partir de fontes renováveis, significativamente superior à média mundial, confere ao Brasil uma vantagem competitiva para a formulação de políticas públicas e para o desenvolvimento da indústria verde (WORLD BANK, 2023). Nesse contexto, a disponibilidade de energia limpa em larga escala não apenas reduz a intensidade de carbono da produção nacional, mas também fortalece a atratividade do Brasil como destino para investimentos em setores estratégicos alinhados à descarbonização global.

Contudo, para compreender de forma mais ampla as oportunidades associadas à expansão dessa oferta, é necessário observar também o papel e a relevância do consumo energético do setor industrial brasileiro. Tal análise fornece subsídios para avaliar a adequação da matriz elétrica e energética às demandas atuais e futuras, sobretudo diante da inserção de novos consumidores eletrointensivos que tendem a se estabelecer no país nos próximos anos.

2.3 Setor Industrial e Consumo de Energia no Brasil

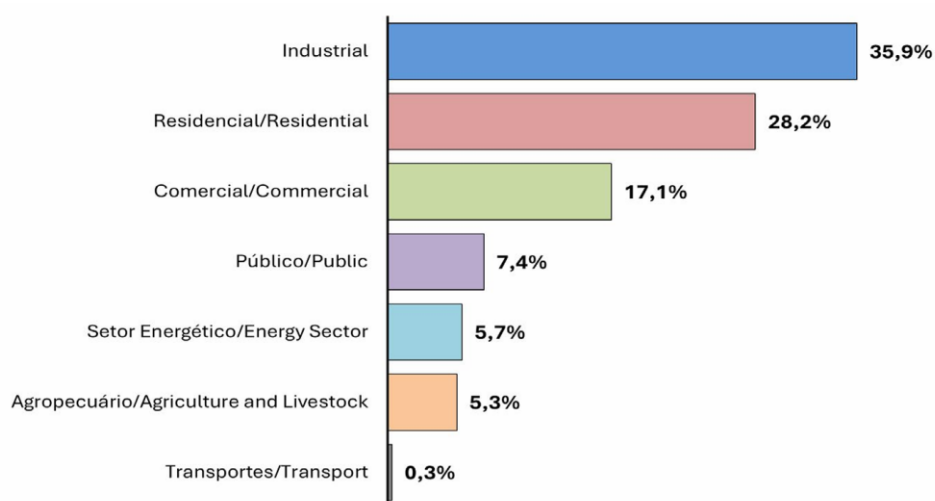
O setor industrial constitui um dos principais vetores de crescimento econômico do Brasil, representando 24,7% do Produto Interno Bruto (PIB) brasileiro no ano de 2024. A indústria também empregou 11,5 milhões de trabalhadores, o que correspondeu a 21% do emprego formal do país no ano de 2024 (CNI, 2025). Adicionalmente, o setor desempenha um papel vital na geração de renda, na redução das desigualdades regionais e no aumento da competitividade nacional. De forma complementar, por promover o desenvolvimento tecnológico, o segmento industrial também estimula a inovação e o crescimento de outras áreas, incluindo a geração de energia elétrica, resultante do fato de a indústria estar normalmente vinculada a atividades que demandam alto consumo de energia (SILVA & SANTOS, 2024).

A análise estratégica da posição da produção industrial, em especial dos consumidores eletrointensivos, enquanto contribuinte no avanço do desenvolvimento

sustentável do país, pressupõe a consideração do processo de transição energética e da descarbonização das formas de produção. Para embasar essa avaliação, foram utilizados dados estatísticos consolidados disponibilizados pelo Balanço Energético Nacional de 2025 (BEN 2025), publicação de referência elaborada pela EPE, que reúne de forma sistemática as informações oficiais sobre oferta, transformação e consumo de energia no Brasil.

De acordo com a BEN, o maior segmento consumidor de eletricidade do Brasil é o industrial, representando 35,9% do consumo total e seguido pelos setores residencial e comercial com, respectivamente, 28,2% e 17,1%. Setores como o público, energético, agropecuário e de transporte, apresentam menor impacto no consumo direto de eletricidade e juntos, representam a porcentagem remanescente de 18,7%, conforme descreve a Figura 7 (EPE, 2025).

Figura 7 – Consumo de eletricidade por setor no Brasil.



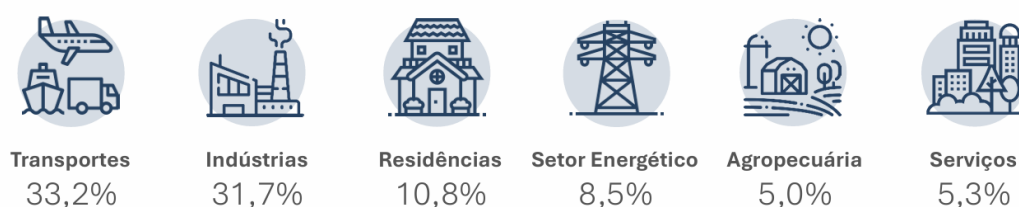
Fonte: (EPE, 2025).

Em especial, os segmentos industriais de ferro-gusa e aço, ferro-ligas, pelotização, não ferrosos e outros da metalurgia foram responsáveis, em conjunto, pelo consumo de aproximadamente 73.283 GWh, o que representa cerca de 31,2% do consumo total da indústria brasileira. Outros segmentos intensivos em eletricidade, como o químico (23.310 GWh, 10,0%) e o de papel e celulose (26.681 GWh, 11,4%), também apresentam participação relevante. Segmentos como cimento, cerâmica,

têxtil e comidas e bebidas apresentam participação menor, porém ainda significativa (EPE, 2025).

Se tratando do consumo total de energia, verifica-se que os setores industrial e de transporte responderam, em conjunto, por aproximadamente 65% da demanda energética nacional em 2024. Conforme ilustrado na Figura 8, o setor de transportes apresentou a maior participação, com 33,2%, seguido pelo setor industrial, cuja participação atingiu 31,7%, evidenciando que ambos possuem relevância semelhante no perfil de consumo energético brasileiro (EPE, 2025).

Figura 8 – Distribuição de consumo de energia por setor no Brasil.



Fonte: (EPE, 2025).

Sendo o setor industrial brasileiro, o principal consumidor de eletricidade e segundo maior consumidor energético do país, evidencia-se a vantagem competitiva relevante em relação às outras nações industrializadas, decorrente do elevado uso de fontes renováveis nos processos produtivos. Entre as principais fontes energéticas utilizadas destacam-se a eletricidade proveniente de fontes renováveis, o bagaço de cana-de-açúcar, o licor negro e outras biomassas (WRI BRASIL, 2018). Tais insumos, em conjunto, corresponderam a cerca de 64,4% do consumo total de energia do setor industrial em 2024 (EPE, 2025).

Esse cenário comprova que o parque industrial brasileiro já opera com base em uma matriz energética relativamente limpa e diversificada. Diante desse contexto, o Brasil reúne condições estruturais singulares para abrigar uma nova geração de indústrias eletrointensivas sustentáveis. Nesse sentido, o próximo Capítulo apresenta os principais setores emergentes que agrupam duas importantes características: o alto consumo elétrico e a baixa emissão de carbono.

3 NOVOS CONSUMIDORES ELETROINTENSIVOS DE BAIXO CARBONO

O contexto da transição energética global amplia a relevância dos chamados consumidores eletrointensivos. Estes são definidos como empreendimentos industriais ou tecnológicos cuja operação demanda intensa de potência elétrica e apresenta altos níveis de consumo específico por unidade de produto. Em parâmetros internacionais, um processo produtivo é classificado como eletrointensivo quando a eletricidade representa parcela superior a 30% do custo total de produção ou quando apresenta fator de carga elevado e demanda média contínua ou, regime de operações descontínuas, de grande porte (OECD, 2025; IEA, 2024). Essas instalações, além de consumirem energia em grande escala, exigem alta confiabilidade e qualidade de suprimento, sendo fortemente sensíveis a interrupções, variações de tensão e distorções harmônicas (ANEEL, 2020).

No Brasil, embora ainda não exista uma definição normativa unificada para o termo consumidor eletrointensivo, a caracterização técnica segue parâmetros de intensidade energética e requisitos operacionais observados nos Procedimentos de Rede (ONS), aplicáveis a unidades conectadas à rede básica de transmissão. Já na literatura internacional, tais empreendimentos integram o grupo das *Energy-Intensive Industries* (EII), reconhecidas por sua relevância na descarbonização da economia e pela crescente necessidade de integração com fontes renováveis e infraestrutura elétrica de alta capacidade (OECD, 2025; IEA, 2023).

No Plano Decenal de Expansão de Energia 2035 (PDE 2035), o Ministério de Minas e Energia (MME) e a EPE incorporam as chamadas “cargas especiais”, que compreende *data centers*, eletromobilidade e projetos de hidrogênio por eletrólise. O estudo projeta que o consumo total de eletricidade no Brasil poderá atingir 939 TWh em 2035, e indica que essas novas “cargas especiais” podem representar entre 1,2% a 12,9% da demanda total em 2035 no cenário de referência (MME; EPE, 2025). O PDE também aborda possíveis efeitos na carga do SIN, que alcançam até 115 GW médios no cenário de referência e picos horários superiores a 180 GWh/h, destacando a necessidade de coordenação entre geração, transmissão e conexão (EPE, 2025). Tais esforços integram o calendário de estudos de transmissão e indicam que localização, perfil de carga e trajetórias de expansão serão condicionantes para a inserção eficiente desses consumidores no Brasil.

Considerando esse contexto, este Capítulo apresenta os principais segmentos candidatos à inserção no país, discutindo suas principais características, seu perfil eletrointensivo e exigências técnicas de operação. São analisados casos como projetos de *data centers*, hidrogênio verde e seus derivados e indústria siderúrgica de baixo carbono. Também são discutidas outras cargas emergentes, como a fabricação de baterias e a indústria de metais não ferrosos de baixo carbono, que também apresentam crescente relevância no contexto da neindustrialização do Brasil e da descarbonização global.

3.1 Data Centers

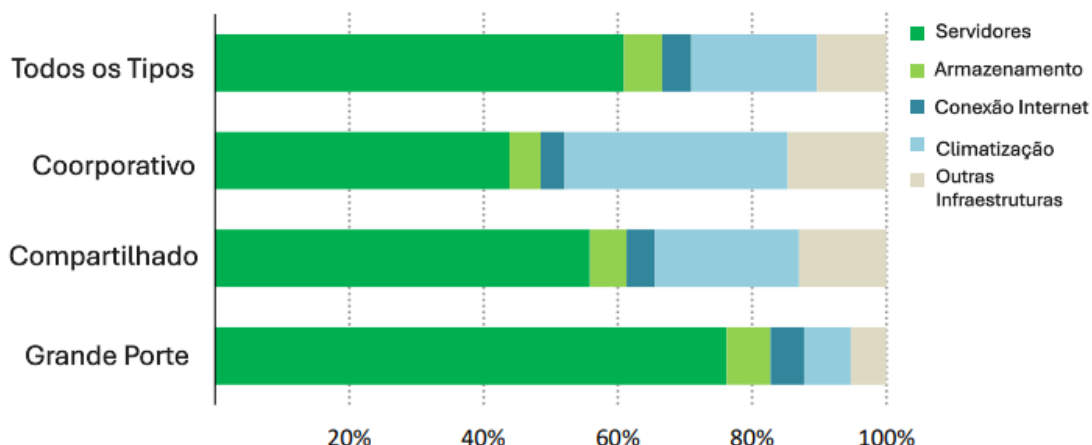
Os centros de dados, ou *data centers*, constituem o núcleo físico da infraestrutura digital moderna e são responsáveis por abrigar sistemas de processamento, armazenamento e transmissão de informações essenciais para o funcionamento contínuo de aplicações e serviços digitais de diversas instituições ao redor do mundo (IBM, s.d.). As instalações físicas são projetadas para garantir alta disponibilidade, confiabilidade e segurança operacional, podendo ser operadas por entidades públicas, privadas ou mistas.

Os *data centers* podem ser classificados, quanto ao porte e à finalidade, em três categorias principais: corporativos, compartilhados e de grande porte. Os corporativos são estruturas de menor escala, mantidas por uma única organização para atender exclusivamente às suas próprias demandas de tecnologia da informação, representando aproximadamente 28% da capacidade instalada atual. Já os *data centers* compartilhados, constituem 36% da capacidade da categoria e operam sob o modelo multiusuário, oferecendo infraestrutura comum de energia, climatização e conectividade para diferentes empresas (IEA, 2025).

Por sua vez, os *data centers* de grande porte, foco deste estudo, correspondem a 37% da capacidade instalada e podem ser definidos como complexos computacionais de elevada densidade energética que são mantidos por empresas globais de tecnologia e projetados para operações em nuvem, inteligência artificial e processamento massivo de dados (IEA, 2025). A Figura 9, apresenta as porcentagens

referentes ao consumo de eletricidade por categoria de equipamento e tipo de *data center*.

Figura 9 – Consumo de eletricidade por tipo de *data center* e categoria de equipamento.



Fonte: adaptado de (IEA, 2025).

Diante da distribuição, é possível perceber que, de modo geral, os servidores são os maiores responsáveis pelo consumo de eletricidade em *data centers* para todas tipologias (corporativo, compartilhado e de grande porte). Ainda assim, o sistema de climatização também representa uma porcentagem significativa desse consumo e deve ser considerado durante o planejamento e implementação desse tipo de projeto.

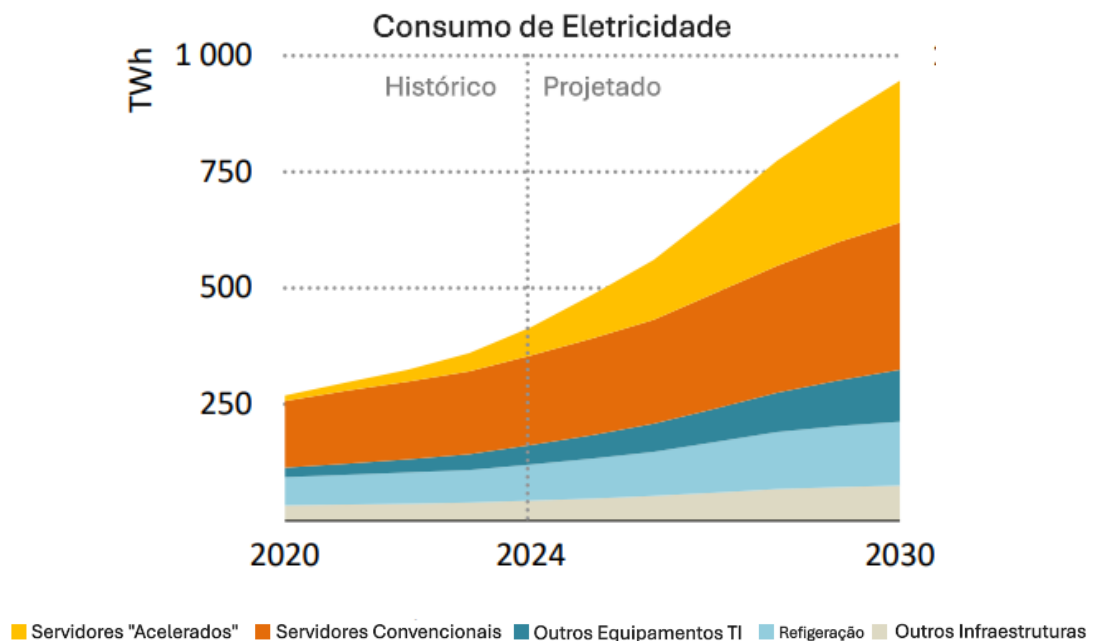
3.1.1 Contextualização e Panorama Brasileiro

Nos últimos anos, o avanço da transformação digital, a crescente necessidade de processar grandes volumes de dados, executar análises em tempo real e de suportar aplicações de inteligência artificial (IA), impulsionou uma profunda reestruturação dos ambientes computacionais. Como resultado dessa crescente demanda, os *data centers* evoluíram de instalações centralizadas e de menor porte para complexos de grande escala descentralizados e de elevada densidade computacional, caracterizados por altos níveis de exigência elétrica, térmica e de conectividade (UPTIME INSTITUTE, 2023; IEA, 2022). Esses empreendimentos se

destacam por exigirem fornecimento elétrico contínuo, alta qualidade de energia e suprimento predominantemente proveniente de fontes renováveis, o que os torna consumidores eletrointensivos estratégicos no contexto da transição energética (CBRE, 2025; UPTIME INSTITUTE, 2023; IEA, 2024).

Estima-se que 1,5% da eletricidade global em 2024 foi consumida por *data centers*, o que equivale a 415 TWh, um aumento expressivo de 12% por ano no decorrer dos últimos 5 anos. Cabe mencionar que, uma parte considerável desse crescimento se deve ao rápido avanço e implementação dos modelos de IA. Projeta-se também que o consumo de energia por *data centers* deve dobrar até 2030, alcançando 945 TWh, aproximadamente 3% do consumo total de energia global (Figura 10) (IEA, 2025).

Figura 10 – Consumo de eletricidade por equipamento de *data center* projetado para 2030.

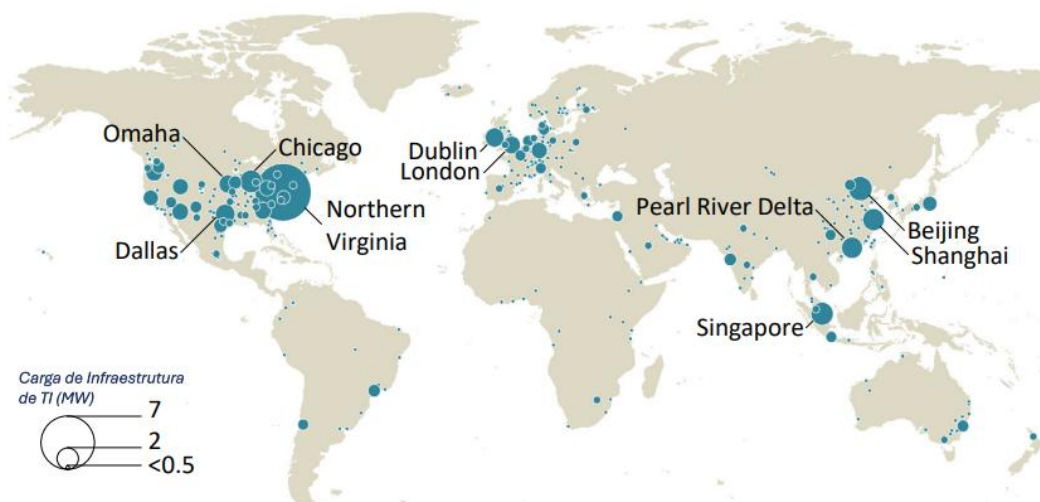


Fonte: adaptado de (IEA, 2025).

Atualmente, Estados Unidos, Europa e China concentram aproximadamente 85% do consumo global de eletricidade associado a *data centers* (IEA, 2024). Nos Estados Unidos, o consumo elétrico desses empreendimentos apresentou crescimento médio anual de cerca de 12% entre 2015 e 2024, enquanto na China a expansão do segmento teve início em torno de 2015, com aumento médio anual de

15% no mesmo período. Na Europa, os *data centers* respondem por pouco menos de 2% do consumo total de eletricidade, com volume absoluto de cerca de 70 TWh em 2024, o que representa pouco mais de 15% do consumo global do setor. No Japão, estima-se que o consumo atinja menos de 20 TWh, valor equivalente a cerca de 2% do consumo de eletricidade total nacional, enquanto na Índia o consumo é de aproximadamente 9 TWh (0,5% do total), mas com perspectiva de crescimento acelerado nos próximos anos (IEA, 2024). A Figura 11 apresenta um panorama global da distribuição e localização dos principais núcleos de *data centers*.

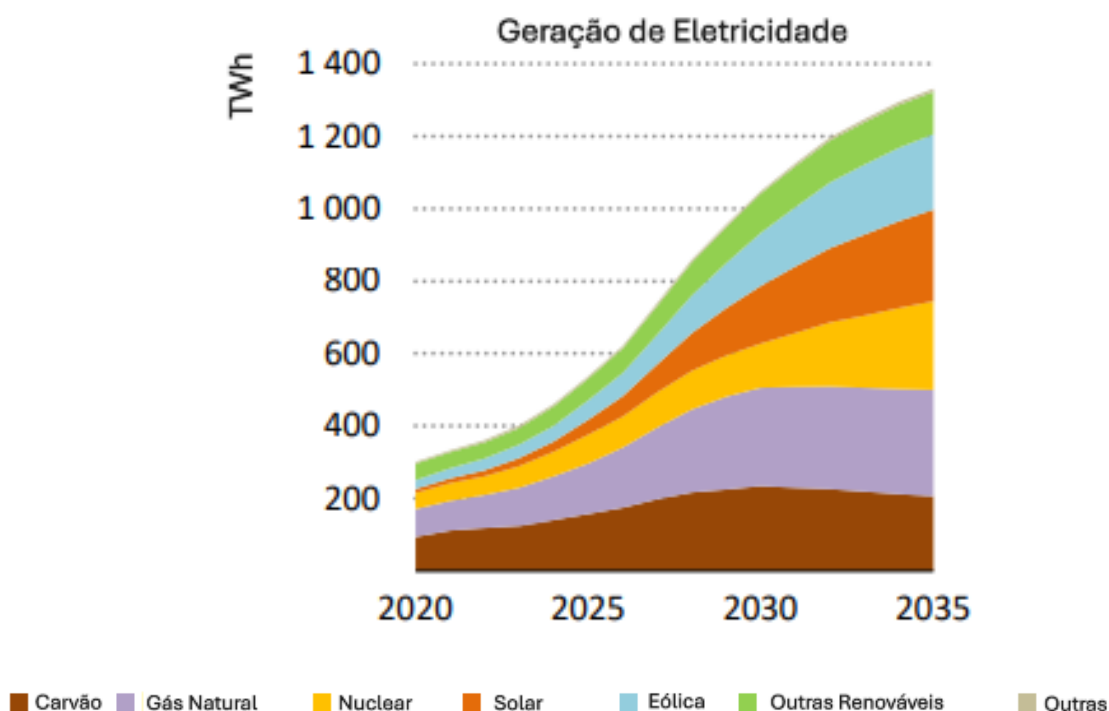
Figura 11 – Distribuição das principais concentrações de cargas provenientes de *data centers* no mundo.



Fonte: adaptado de (IEA, 2025).

Paralelamente a esse crescimento da demanda computacional global, estima-se que a geração de eletricidade destinada especificamente ao suprimento dos *data centers* aumente de 460 TWh em 2024 para cerca de 1.000 TWh em 2030. Desse acréscimo, aproximadamente metade deverá ser proveniente de fontes renováveis, conforme apresenta a Figura 12, refletindo o avanço das políticas de descarbonização e a adoção de contratos corporativos de energia limpa pelo setor (IEA, 2025).

Figura 12 – Projeção de geração de eletricidade para *data centers* por tipo fonte no mundo.



Fonte: adaptado de (IEA, 2025).

Levando em consideração que instalações de *data centers* demandam um consumo expressivo de energia, estimado em 100 MW ou mais para instalações de grande porte, torna-se evidente que a localização desse tipo de projeto está grande parte condicionada à disponibilidade e ao custo da energia consumida da região (IEA, 2025). Nesse contexto, o Brasil destaca-se como um destino estratégico para novos empreendimentos, devido à ampla capacidade instalada de geração de energia, à participação predominante de fontes renováveis em sua matriz elétrica e aos baixos custos médios de eletricidade (FITCH RATINGS, 2025; EPE, 2025). Grandes empresas multinacionais de tecnologia, como *Amazon Web Services* (AWS), *Microsoft* e *ByteDance*, anunciaram, nos últimos anos, investimentos e negociações voltados à implantação e expansão de operações de *data centers* de grande porte no Brasil, evidenciando o potencial estratégico do país como polo regional de infraestrutura digital (REUTERS, 2024a; REUTERS, 2024b; REUTERS, 2025).

Por outro lado, existem desafios para o Brasil. Manter um elevado nível de processamento de dados computacionais requer sistemas sofisticados de resfriamento que asseguram o desempenho adequado dos processadores e previne

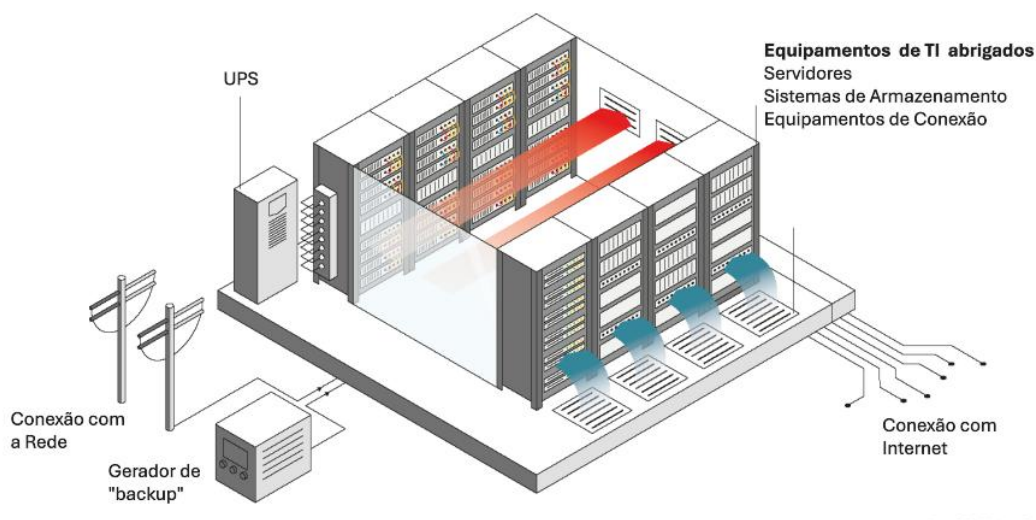
falhas por superaquecimento. Por essa razão, países de clima frio tornaram-se polos para a hospedagem desse tipo de estrutura, uma vez que a condições ambientais de temperatura favoráveis, reduz significativamente a necessidade de refrigeração ativa, que é responsável por cerca de 7 a 20% do consumo total de um *data center* e consequentemente diminuindo o consumo energético total (RMI, 2023; IEA, 2025).

Outro aspecto importante é o elevado consumo de água nos sistemas de refrigeração de data centers. Estima-se que em 2024, o setor foi responsável por consumir cerca de 1,9 milhão de metros cúbicos de água, o que equivale a aproximadamente 0,02% do consumo nacional urbano (BRASSCOM, 2025). Ainda segundo estudo da Brasscom, *data centers* de grande porte podem demandar até 40 mil m³/ano de água, dependendo da localização e do método de resfriamento empregado. Para mitigar esse impacto, é indicado o uso de circuitos fechados de água, reaproveitamento de efluentes tratados, e resfriamento adiabático com recirculação, tecnologias que já vêm sendo adotadas em novos empreendimentos no Brasil.

3.1.2 Infraestrutura e Principais Componentes

As instalações de *data centers*, independentemente de sua categoria ou porte, apresentam uma infraestrutura em comum composta por diversos sistemas integrados, essenciais para assegurar a eficiência, confiabilidade das operações, segurança operacional e disponibilidade dos serviços de processamento e armazenamento de informações. De modo geral, um *data center* é constituído, conforme apresentado na Figura 13, por servidores, sistemas de armazenamento, equipamentos de rede, sistemas de alimentação elétrica ininterrupta, grupos geradores e sistemas de refrigeração que são responsáveis pela manutenção das condições térmicas adequadas ao desempenho dos equipamentos de TI (INSTACLUSTER, s.d.).

Figura 13 – Principais componentes de *data centers*.



Fonte: adaptado de (IEA, 2025).

3.1.2.1 Servidores

Os servidores são computadores responsáveis pelo processamento, armazenamento e gestão dos dados. Esses dispositivos concentram grande capacidade computacional, sendo equipados com unidades centrais de processamento (CPUs) e unidades de processamento gráfico (GPUs), utilizadas especialmente em aplicações de inteligência artificial, simulações complexas e processamento de dados em larga escala. Por operarem continuamente e exigirem alto desempenho, os servidores representam a maior parcela do consumo elétrico de um *data center*, podendo corresponder, em média, a 60% da demanda total de eletricidade (IEA, 2025).

3.1.2.2 Sistemas de armazenamento

São responsáveis pela retenção e gestão dos dados processados pelos servidores, garantindo sua integridade e disponibilidade contínua (INSTACLUSTER, s.d.). Podem consistir em armazenamento local (*Storage Area Network – SAN*), em rede (*Network Attached Storage – NAS*) ou em nuvem híbrida. Esses sistemas utilizam tecnologias de discos rígidos tradicionais (HDDs) e unidades de estado sólido (SSDs),

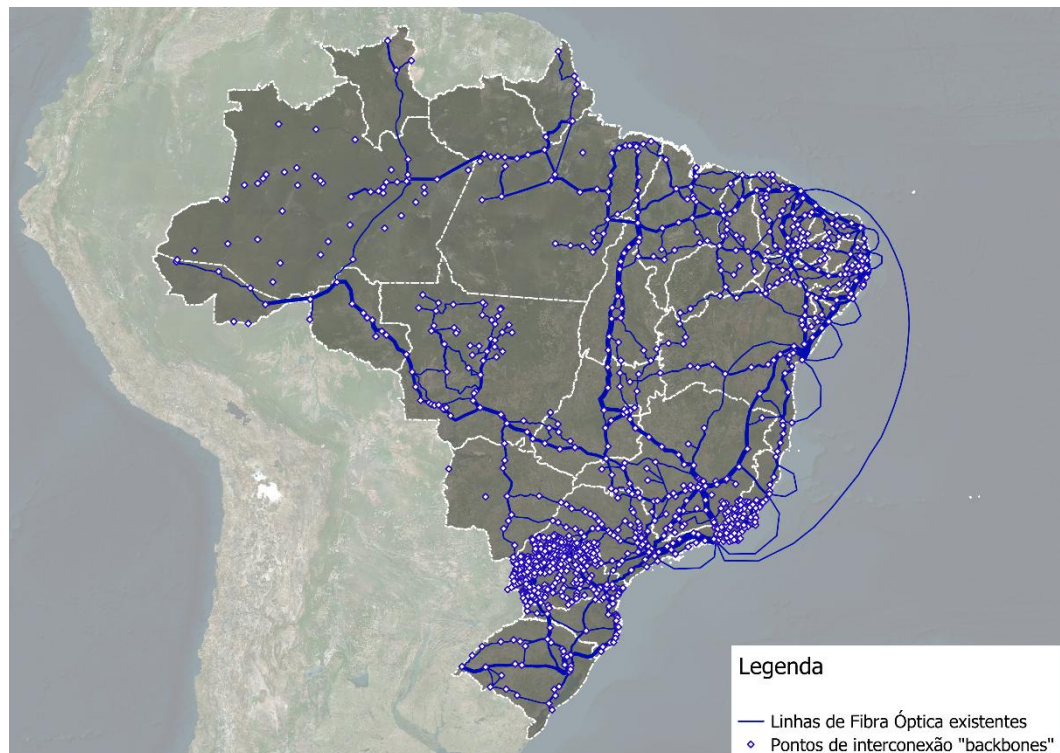
cuja eficiência e velocidade impactam diretamente o desempenho e o consumo energético do *data center* (IEA, 2025).

3.1.2.3 Infraestrutura de rede

É o conjunto de equipamentos essenciais responsáveis pela comunicação entre servidores, sistemas de armazenamento e redes externas. Os componentes incluem roteadores, *switches*, cabos de fibra óptica, painéis de distribuição e *firewalls*, que asseguram a conectividade e segurança das comunicações. O desempenho e a confiabilidade dessa infraestrutura são fundamentais para evitar perdas de dados e garantir o baixo tempo de resposta exigido em aplicações críticas, como computação em nuvem e IA (INSTACLUSTER, s.d.).

Vale ressaltar que, além da infraestrutura interna de conectividade, a localização geográfica e a disponibilidade de cabos de fibra óptica exercem papel determinante na competitividade e atratividade dos *data centers*. No caso do Brasil, o país apresenta uma rede de cabos ópticos em rápida expansão, composta tanto por linhas terrestres quanto por cabos submarinos internacionais, que conectam as principais regiões metropolitanas e portos a *backbones* globais de comunicação. Essa ampla malha de conectividade cria condições favoráveis para a instalação de *data centers* de baixa latência, especialmente em regiões próximas aos pontos de ancoragem de cabos submarinos e aos corredores de transmissão de dados de alta capacidade. A Figura 14 apresenta o mapa de distribuição dos cabos de fibra óptica no território brasileiro.

Figura 14 – Linhas de fibra óptica existentes no Brasil.



Fonte: elaboração própria (2025).

3.1.2.4 Sistemas de alimentação ininterrupta (UPS) e geradores de emergência

Os sistemas de alimentação ininterrupta (UPS) mantêm o fornecimento estável de energia durante distúrbios na rede elétrica, utilizando baterias estacionárias para sustentar a carga até a entrada em operação dos geradores de emergência. Os geradores, por sua vez, asseguram o funcionamento contínuo em falhas prolongadas, garantindo a disponibilidade e confiabilidade energética exigidas nesses tipos de instalações (SCHNEIDER ELECTRIC, s.d.).

3.1.2.5 Sistemas de climatização e de controle ambiente

Sistema responsável por regular a temperatura, a umidade e o fluxo de ar no local da instalação, prevenindo falhas por superaquecimento e assegurando o desempenho ideal dos equipamentos de TI. Utilizam tecnologias como unidades CRAC, *chillers*, sistemas de ventilação de precisão e monitoramento automatizado. O consumo de eletricidade associado a esses equipamentos pode variar de 7%, para

data centers otimizados de grande porte, até 30% para modelos corporativos menos eficientes (IEA, 2025).

3.1.2.6 Outras infraestruturas

Além dos componentes principais, os *data centers* integram diversas infraestruturas de apoio que asseguram a operação segura e eficiente das instalações. Entre elas destacam-se os sistemas de iluminação, detecção e combate a incêndio, controle de acesso físico e vigilância eletrônica, gestão de cabos e dutos, etc.

3.1.3 Incentivos Fiscais e Mecanismos de Apoio no Brasil

Diante de desafios estruturais como a elevada complexidade tributária, o alto custo de capital, a necessidade de mão de obra qualificada e a limitação da conectividade em algumas regiões do país, o governo federal instituiu, em setembro de 2025, a Medida Provisória nº 1.318, que criou o Regime Especial de Tributação para Serviços de Data Center (REDATA). A iniciativa representa um marco estratégico para posicionar o Brasil como um polo internacional de infraestrutura digital, ampliando a competitividade do setor e estimulando a atração de grandes operadores globais (BRASIL, 2025; MATTOS FILHO, 2025).

O REDATA estabelece a suspensão de tributos incidentes sobre a aquisição e a importação de bens essenciais à implantação e operação de *data centers*, incluindo servidores, *switches*, roteadores, cabos ópticos, sistemas de refrigeração de precisão, equipamentos elétricos, sensores, sistemas de monitoramento e demais componentes de infraestrutura de TI, desde que cumpridos requisitos ambientais, sociais e operacionais específicos. Entre as exigências atribuídas às empresas habilitadas pelo REDATA, destacam-se:

- Destinação de ao menos 10% da capacidade instalada ao mercado interno ou realização de investimento equivalente em Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I);

- Utilização exclusiva de energia limpa, reforçando a aderência a compromissos de sustentabilidade;
- Atendimento a critérios mínimos de eficiência hídrica, considerando o impacto relevante dos *data centers* no consumo de água;
- Aplicação de, no mínimo, 2% do valor total dos bens adquiridos em investimentos em PD&I realizados no território nacional.

Além disso, as regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste são contempladas com benefícios adicionais, incluindo a possibilidade de redução de até 20% nas exigências de habilitação, medida que busca descentralizar investimentos, estimular o desenvolvimento regional e alinhar a política industrial à distribuição geográfica da infraestrutura digital no país (MATTOS FILHO, 2025).

Além dos benefícios tributários e operacionais, o REDATA também prioriza empreendimentos de alta eficiência energética e operacional, especialmente *data centers* de grande porte, reforçando padrões de confiabilidade e sustentabilidade compatíveis com operadores globais. Outro ponto estratégico é a ênfase na expansão de cabos submarinos e rotas internacionais de dados, fundamentais para reduzir latência e consolidar os núcleos digitais regionais, sobretudo no Nordeste, onde a presença combinada de cabos submarinos, portos industriais e energia renovável a baixo custo cria um ambiente favorável à instalação desses grandes centros de processamento.

Paralelamente, a Lei nº 8.248/1991, conhecida como Lei da Informática, integra o conjunto de políticas industriais voltadas ao fortalecimento da cadeia produtiva de tecnologia da informação no Brasil. O regime concede redução do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) e permite a obtenção de créditos financeiros para empresas que realizam investimentos mínimos em PD&I no país, contribuindo para a internalização de capacidades tecnológicas estratégicas.

Após a atualização da Lei da Informática pela Lei nº 13.969/2019, a política passou a priorizar a modernização da indústria nacional de *hardware*, semicondutores, automação e sistemas eletrônicos, segmentos que fornecem parte dos componentes utilizados em infraestrutura digital. Embora não seja um incentivo voltado diretamente à instalação ou operação de *data centers*, a Lei de Informática

exerce impacto indireto, ao fortalecer a base tecnológica necessária para o desenvolvimento e expansão da infraestrutura digital de grande porte no Brasil.

Para fins de clareza conceitual, a Tabela 1 resume as principais características do REDATA e da Lei da Informática, evidenciando o papel distinto que cada instrumento desempenha na infraestrutura digital brasileira.

Tabela 1 – Resumo comparativo entre REDATA e Lei da Informática.

Critério	REDATA (MP 1.318/2025)	Lei da Informática (Lei nº 8.248/1991)
Foco principal	Instalação e operação de <i>data centers</i> de grande porte	Incentivo à indústria de hardware, TI e automação
Tipo de incentivo	Suspensão de tributos federais sobre aquisição e importação de equipamentos	Redução de IPI + crédito financeiro vinculado à PD&I
Aplicação ao setor	Direta: reduz CAPEX, incentiva energia limpa, atrai operadores globais	Indireta: fortalece fabricantes e cadeia de suprimentos de infraestrutura digital
Requisitos	Energia limpa, eficiência hídrica, PD&I, destinação ao mercado interno	Investimento mínimo obrigatório em PD&I
Objetivo estratégico	Descentralizar infraestrutura digital e posicionar o Brasil como hub regional	Desenvolver a indústria nacional de TIC e semicondutores

Fonte: elaboração própria (2025).

3.2 Hidrogênio Verde

O hidrogênio verde (H₂V) tem se destacado como um dos principais vetores energéticos da transição para uma economia de baixo carbono, por seu potencial de substituir combustíveis fósseis em setores de difícil descarbonização e atuar como meio de armazenamento e transporte de energia renovável. Esse tipo de hidrogênio é produzido por meio da eletrólise da água, processo que utiliza eletricidade proveniente de fontes renováveis para separar o hidrogênio (H₂) do oxigênio (O₂), resultando em um combustível limpo e livre de emissões diretas de CO₂.

Embora o hidrogênio seja um dos elementos químicos mais abundantes do universo, sua ocorrência na forma molecular livre na Terra é extremamente limitada, sendo encontrado predominantemente associado a outros elementos, como oxigênio (na água) e carbono (nos hidrocarbonetos) (EIA, s.d.). Por essa razão, o H₂ precisa ser produzido artificialmente, a partir de diferentes rotas tecnológicas, que variam conforme a fonte de energia utilizada, o método de separação aplicado e o nível de impacto ambiental associado. As rotas de produção são tradicionalmente classificadas por cores, que indicam sua origem energética e a intensidade das emissões de gases de efeito estufa associadas a cada processo. A Tabela 2 apresenta um resumo comparativo entre as principais rotas de produção de hidrogênio.

Tabela 2 – Principais rotas de produção do hidrogênio.

Cor	Fonte/ Insumo principal	Processo Utilizado	Emissões de GEE/ pontos críticos
Cinza	Gás natural ou metano	<i>Steam Methane Reforming</i> (SMR) ou processos similares; quebra do metano em H ₂ + CO ₂ .	Emissões elevadas de CO ₂ ; impacto ambiental alto.
Preto / Marrom	Carvão ou outros combustíveis sólidos	Gaseificação ou queima de carvão para extrair hidrogênio; CO ₂ + CO resultantes liberados.	Alta emissão de gases de efeito estufa.
Azul	Gás natural ou metano, com captura de carbono	Processo similar ao do hidrogênio cinza, porém captura-se parte do CO ₂ produzido para armazenamento ou uso.	Reduz emissões se a captura for eficiente.
Verde	Fontes renováveis (solar, eólica, hidrelétrica, etc.)	Eletrólise da água com eletricidade renovável; separa H ₂ e O ₂ .	Emissões próximas de zero se a fonte de eletricidade for renovável; custo pode ser maior; requer disponibilidade de energia renovável suficiente.
Turquesa	Metano	Pirólise de metano: divide metano em hidrogênio e carbono sólido; este último pode ser usado ou descartado.	Potencial de emissões muito menor se o carbono sólido for bem gerido; tecnologia ainda em desenvolvimento; custos e escala podem ser desafiadores.
Rosa	Energia nuclear	Eletrólise da água, mas com energia fornecida por usinas nucleares.	Baixas emissões diretas de CO ₂ ; preocupações com segurança, custos de energia nuclear, resíduos e aceitação social.

Fonte: adaptado de (RMI, 2022)

O aspecto mais notável que distingue o H₂ das demais fontes de energia é seu caráter ambientalmente limpo: durante sua combustão, o único subproduto gerado é a água, não havendo emissão de poluentes nem de gases de efeito estufa (GEE). Essa característica confere ao hidrogênio um papel estratégico na descarbonização de setores intensivos em energia e na mitigação das mudanças climáticas, colocando-

o em destaque entre as alternativas energéticas sustentáveis. Outro importante atributo do hidrogênio é o elevado conteúdo energético por unidade de massa quando comparado a outros combustíveis tradicionais, como gasolina, diesel, carvão e gás natural, conforme mostra a Tabela 3.

Tabela 3 – Comparativo de conteúdo energético por tipo de combustível.

Combustível	Conteúdo Energético (MJ/kg)
Hidrogênio	121
Gasolina	44
Diesel	45
Carvão mineral (hulha)	24
Gás natural (GNL)	55

Fonte: elaboração própria (2025).

Além de apresentar elevada densidade energética por unidade de massa, o que o torna especialmente atrativo para aplicações em que o peso do combustível é um fator crítico, o hidrogênio destaca-se também pela possibilidade de armazenamento em longo prazo sob diferentes formas, com perdas relativamente baixas, característica que reforça seu potencial como vetor energético complementar às fontes renováveis (EPE, 2023). Nesse sentido, o hidrogênio verde aplicado como vetor energético e matéria-prima industrial pode substituir o gás natural nos próximos anos. Essa transição, entretanto, exigirá a produção de grandes volumes de hidrogênio verde em plantas de eletrólise de grande porte. Tais instalações serão alimentadas predominantemente por parques eólicos e solares, que precisarão ser construídos ao longo da próxima década (ISPT, 2022).

3.2.1 Contextualização e Panorama Brasileiro

Em 2022, a Comissão Europeia lançou o Plano *REPowerEU*, como uma resposta estratégica à crise energética global e à necessidade de reduzir a dependência da União Europeia (UE) de combustíveis fósseis, especialmente

provenientes da Rússia. O plano busca fortalecer a segurança energética e antecipar as metas de neutralidade climática.

Além de promover a expansão da geração eólica e solar, o *REPowerEU* enfatiza o papel do hidrogênio verde e dos combustíveis sintéticos na descarbonização da indústria e do transporte, consolidando-se como uma das políticas mais relevantes da União Europeia no avanço da transição energética.

Em consonância com as diretrizes do *REPowerEU*, a União Europeia publicou, em 2023, a terceira versão da Diretiva de Energias Renováveis da União Europeia (RED III), como uma das medidas do pacote legislativo *Fit for 55*, que tem por objetivo reduzir as emissões líquidas de gases do efeito estufa dos países participantes em 55% até 2030, quando comparado com os níveis de 1990.

Em relação ao setor industrial, a Diretiva RED III estabelece um aumento anual médio de 1,6% no uso de energias renováveis, e determina que os Estados-Membros garantam que até 2030, pelo menos 42% do hidrogênio utilizado para fins energéticos e não energéticos na indústria, seja um combustível renovável de origem não biológica (*Renewable Fuels of Non-Biological Origin* - RFNBO), à exemplo do H₂V. Outra importante finalidade da RED III é aumentar a quota de energias renováveis no consumo global de energia da UE para 42,5% (UNIÃO EUROPEIA, 2023). Ademais, os atos delegados da Comissão Europeia permitem que o hidrogênio também seja produzido utilizando eletricidade proveniente da rede, desde que a zona de produção apresente uma participação mínima de 90% de fontes renováveis na geração elétrica. Essa flexibilização representa uma vantagem para países como o Brasil, cuja matriz elétrica já é majoritariamente renovável.

Para o setor de transporte, os países participantes devem escolher entre quota vinculativa de pelo menos 29% de energias renováveis no consumo final de energia no setor dos transportes até 2030 ou uma meta vinculativa para reduzir a intensidade de gases com efeito de estufa no transporte em 14,5% até 2030. Adicionalmente, como meta secundária foi estabelecido que deve haver a participação de 5,5% de biocombustíveis avançados e RFNBO na parcela de energia fornecida ao setor de transporte (GEMMO et al., 2023). Nesse contexto, destaca-se o papel do hidrogênio verde como uma alternativa tecnológica relevante para a eletrificação dos transportes,

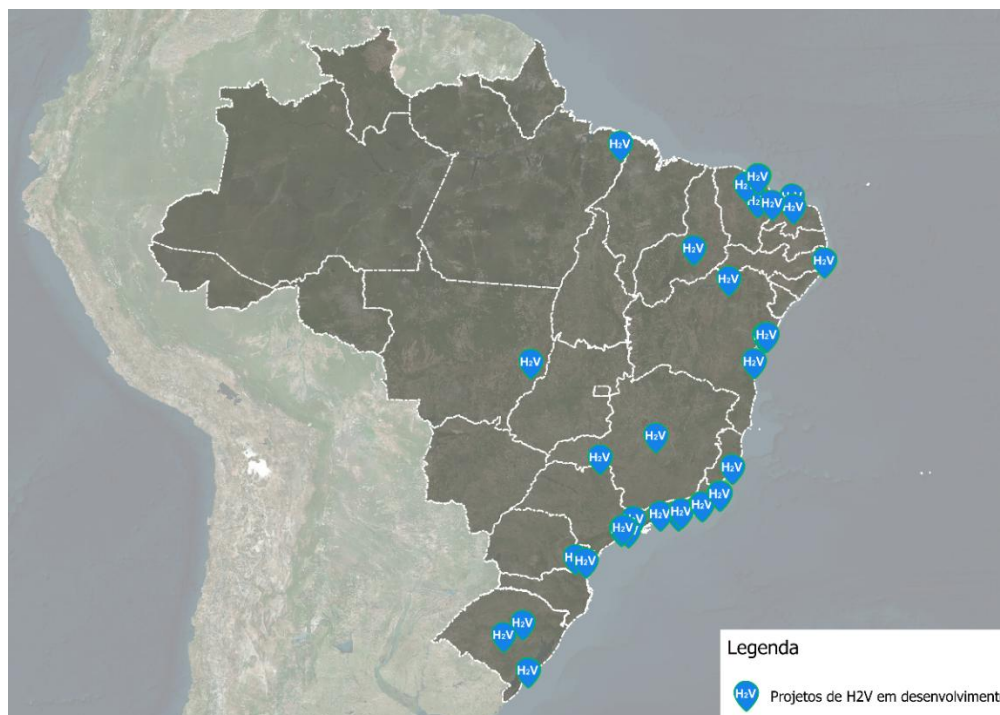
seja diretamente, por meio de células a combustível de hidrogênio, seja indiretamente, por intermédio de combustíveis sintéticos (*e-fuels*) (EPE, 2025).

No cenário nacional, o Brasil se consolida como um potencial supridor tanto para o mercado doméstico quanto para o internacional. Segundo levantamento do governo brasileiro, estão em andamento diversos projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) para H₂V em escala piloto. Também é importante destacar que, já foram anunciados projetos de produção de hidrogênio verde em fase de desenvolvimento em portos estratégicos, como Pecém (CE), Suape (PE) e Açu (RJ) (BRASIL.GOV.BR, 2025).

Nesse contexto, projeta-se que a procura global por hidrogênio mais do que triplicará até 2050. E esse aumento significativo será impulsionado principalmente por setores como aviação, produção e armazenamento de energia, indústria pesada e transportes (BZOVSKY; KUDRIAVTSEV, 2024). Diante da crescente demanda global por soluções energéticas sustentáveis, torna-se evidente a relevância do hidrogênio verde como vetor central da transição para uma economia de baixo carbono. Tendo em vista que, além de seu papel como meio de armazenamento e transporte de energia renovável, o hidrogênio verde constitui a base para o desenvolvimento de diversos mercados emergentes, como a produção de fertilizantes de baixo carbono, *e-fuels*, o aço verde e os combustíveis sustentáveis para aviação (SAF), desempenhando função estratégica na descarbonização de setores industriais e logísticos de difícil eletrificação direta.

A Figura 15 ilustra a localização dos projetos de hidrogênio verde atualmente em desenvolvimento no Brasil, destacando a predominância das iniciativas nas regiões Nordeste e Sudeste, onde há maior concentração e disponibilidade de recursos renováveis, além de proximidade com polos industriais e portos estratégicos para exportação.

Figura 15 – Projetos em desenvolvimento de produção de hidrogênio verde no Brasil.



Fonte: elaboração própria (2025).

A análise da distribuição dos projetos de hidrogênio verde em desenvolvimento no Brasil evidencia também a necessidade de uma infraestrutura logística adequada para sustentar sua implantação em larga escala. Entre os elementos estruturantes dessa cadeia, destaca-se a infraestrutura de transporte e escoamento, em especial os gasodutos dedicados ou compatíveis com o hidrogênio, cuja ausência constitui um dos principais gargalos para o avanço do mercado nacional. Atualmente, a malha de dutos brasileira, com mais de 9 mil quilômetros de extensão, foi concebida majoritariamente para o transporte de gás natural, concentrando-se nas regiões Sudeste e Nordeste (EPE, 2024). A adaptação dessa rede existente ou a construção de novos corredores exclusivos de hidrogênio impõem desafios técnicos e econômicos relevantes.

Com o objetivo de analisar a expansão das fontes renováveis como elemento estratégico e diferencial competitivo para a viabilização da produção de hidrogênio, este trabalho concentra-se no estudo do hidrogênio verde. Nesse contexto, serão examinadas as principais rotas tecnológicas de eletrólise atualmente disponíveis, como a eletrólise alcalina (ALK), a de membrana de troca de prótons (PEM) e a de

óxido sólido (SOEC), com destaque para suas eficiências, níveis de maturidade tecnológica e desafios operacionais. Além disso, serão analisadas as principais características e o consumo de energia associado ao processo, de modo a compreender os desafios técnicos e as oportunidades econômicas envolvidas na implementação em larga escala.

3.2.2 Infraestrutura e Principais Componentes

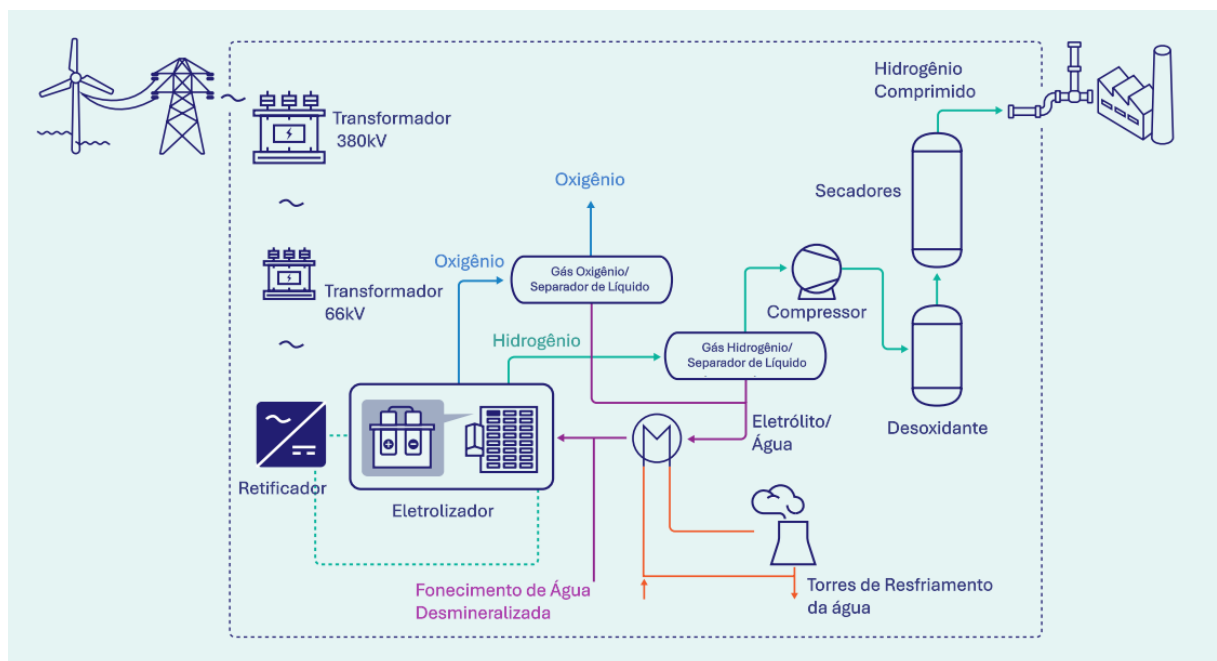
Uma planta de produção de hidrogênio verde é composta por um conjunto integrado de sistemas elétricos, eletroquímicos e mecânicos projetados para converter energia elétrica renovável em hidrogênio de alta pureza. O processo tem início com o sistema de alimentação elétrica, responsável por receber a energia gerada, geralmente a partir de parques eólicos, usinas solares ou arranjos híbridos, e adequar seus níveis de tensão às necessidades da planta. Essa adequação é feita por meio de transformadores de potência, que reduzem a alta tensão proveniente da geração para valores de média ou baixa tensão, a depender dos requisitos internos da planta.

Em seguida, são empregados retificadores, cuja função é converter a corrente alternada (CA) da rede em corrente contínua (CC), viabilizando o funcionamento dos eletrolisadores, uma vez que estes operam exclusivamente em corrente contínua. Entre os principais tipos de retificadores empregados destacam-se os tiristores, que permitem o controle do ângulo de disparo e, conseqüentemente, da potência entregue. Também são amplamente utilizados os retificadores com transistores bipolares de porta isolada (IGBT), mais modernos, apresentando maior eficiência e estabilidade na conversão. O desempenho destes conversores é determinante para a eficiência global do sistema, garantindo o fornecimento estável de energia e minimizando perdas elétricas no processo (ISPT, 2022).

A energia elétrica convertida é então direcionada ao eletrolisador, equipamento central da planta, responsável por promover a dissociação da molécula de água em hidrogênio e oxigênio. O processo de eletrólise da água corresponde, em média, a 70% a 80% da demanda total de eletricidade de uma planta de hidrogênio, evidenciando seu papel determinante na eficiência energética global do sistema. Esse processo será discutido com maior detalhe na Seção 3.2.2.1.

Por fim, há um conjunto de sistemas auxiliares que compõem o chamado *balance of plant* (BOP). Esses subsistemas incluem a separação e purificação dos gases, garantindo o teor de pureza do hidrogênio, os sistemas de compressão e armazenamento, que elevam a pressão para transporte ou utilização, e os circuitos de resfriamento, bombeamento e recirculação, responsáveis pela estabilidade térmica e pelo aproveitamento eficiente da água e da energia. Na Figura 16, é apresentado um esquema simplificado dos principais componentes que integram uma planta de produção de H_2V .

Figura 16 – Esquema conceitual de produção de hidrogênio verde.

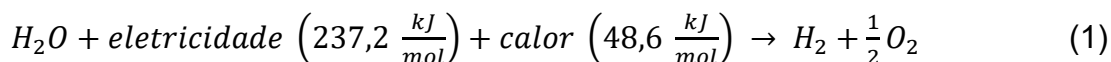


Fonte: adaptado de (ISPT, 2022).

3.2.2.1 A eletrólise da água

A eletrólise da água é definida como um processo eletroquímico não espontâneo que decompõe a molécula de água em hidrogênio e oxigênio por meio de um fluxo de corrente elétrica contínua através de um eletrólito (WIKIPÉDIA, 2023). O processo de eletrólise da água ocorre em uma célula eletrolítica, composta por dois eletrodos, o ânodo e o cátodo, e um eletrólito, que permite a condução iônica entre eles. Trata-se de uma reação de oxirredução, na qual uma corrente elétrica é aplicada à célula, promovendo a oxidação da água no ânodo, com liberação de oxigênio, e a redução

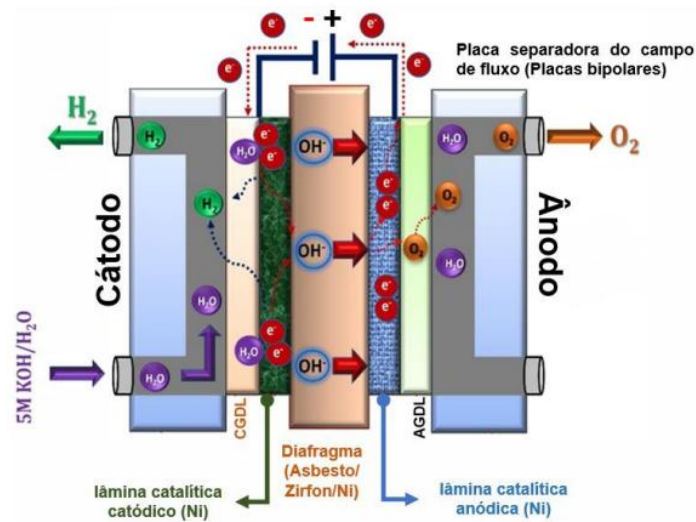
no cátodo, com geração de hidrogênio gasoso (EPE, 2025). A reação global pode ser representada conforme a Equação (1):



A separação da molécula de água por meio da eletrólise é a principal tecnologia utilizada para a obtenção do hidrogênio verde. Entretanto, alternativamente, a água pode ser decomposta por outras formas de energia, como a energia térmica (termólise), luminosa (fotoeletrólise) ou bioquímica (biofotólise). Atualmente, as tecnologias de eletrólise alcalina (*Alkaline* - ALK) e de eletrólise com membrana de troca de prótons (*Proton Exchange Membrane* - PEM) são as mais difundidas mundialmente, enquanto a eletrólise de óxido sólido (*Solid Oxide Electrolysis Cell* - SOEC) representa uma tecnologia emergente, ainda em fase de desenvolvimento e comercialização (BZOVSKY; KUDRIAVTSEV, 2024). Cabe mencionar que, a escolha do método de eletrólise depende das características técnicas, operacionais e do destino final do hidrogênio produzido (EPE, 2025).

O método ALK é amplamente empregado em aplicações industriais, como nas indústrias química, petroquímica e metalúrgica, especialmente nas produções de ferro e aço, que geralmente não demandam elevado grau de pureza do H_2 . Esse tipo de eletrólise é denominado alcalina porque seus eletrólitos são soluções aquosas de hidróxido de potássio (KOH) e/ou hidróxido de sódio (NaOH), ambas substâncias de caráter básico. Apesar de essa tecnologia alcançar purezas de hidrogênio próximas a 99,98%, há risco de contaminação do gás durante operações dinâmicas, quando ocorrem variações de carga. A Figura 17 apresenta os principais componentes de um eletrolisador alcalino, que incluem diafragmas/separadores, coletores de corrente (camadas de difusão de gás) e placas separadoras (ou placas bipolares). A reação ocorre quando os elétrons fluem do terminal negativo da fonte de energia externa para o terminal positivo, sendo absorvidos pelos íons de hidrogênio para formar o gás H_2 . Para manter o equilíbrio da reação, os íons hidróxido (OH^-) liberam elétrons no ânodo, que retornam para o circuito externo, formando o gás oxigênio (O_2) (EPE, 2025).

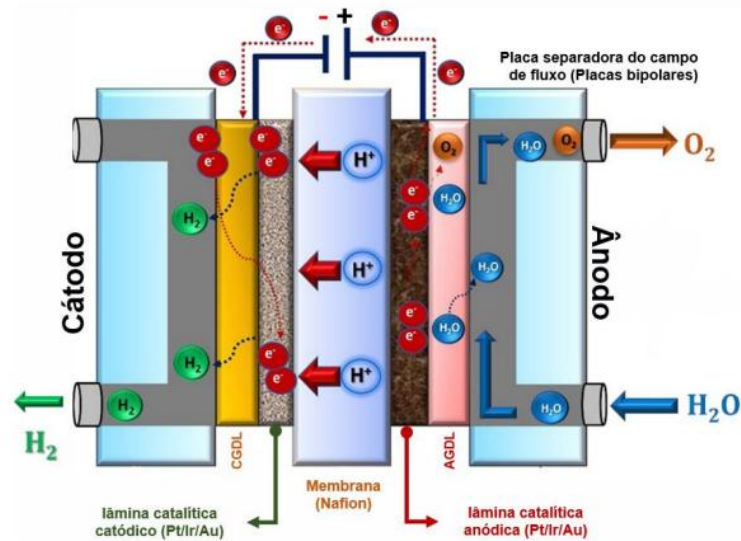
Figura 17 – Esquema de eletrólise pelo método ALK.



Fonte: (EPE, 2025).

Já o método PEM, que juntamente com a SOEC compõe a chamada segunda geração de eletrolisadores, tem como principal característica o uso de um eletrólito sólido. Nesse caso, emprega-se uma membrana polimérica condutora de prótons, à prova de gás e com caráter ácido devido à presença de grupos sulfônicos ($-\text{SO}_3\text{H}$). Esses grupos permitem a condução dos íons H^+ por um mecanismo de troca iônica. A reação ocorre pela aplicação de uma corrente elétrica que decompõe a água em H_2 e O_2 gasosos. No ânodo, a molécula de água é oxidada, formando O_2 , prótons (H^+) e elétrons (e^-). O oxigênio é liberado da superfície anódica, enquanto os prótons atravessam a membrana até o cátodo, e os elétrons percorrem o circuito externo. No cátodo, os prótons e elétrons se recombinaem, produzindo gás H_2 (Figura 18) (EPE, 2025).

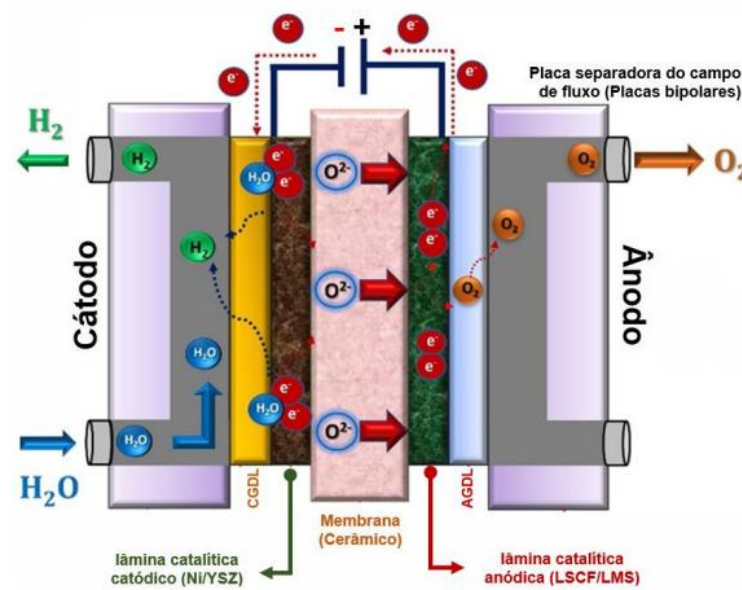
Figura 18 – Esquema de eletrólise pelo método PEM.



Fonte: (EPE, 2025).

A eletrólise de óxido sólido (SOEC), embora ainda não seja amplamente utilizada para a produção de hidrogênio verde, tem ganhado destaque devido à sua alta eficiência de conversão e desempenho energético, quando comparada às demais tecnologias. O processo é semelhante ao da PEM, pois também utiliza um eletrólito sólido permeável, entretanto, nesse caso, a condução ocorre por meio de íons óxido (O^{2-}). Durante o processo, no cátodo, a molécula de água é reduzida a hidrogênio (H_2) e íons óxido (O^{2-}) pela adição de dois elétrons ($2e^-$). O hidrogênio é liberado da superfície catódica, enquanto os íons O^{2-} migram através do eletrólito até o ânodo, onde são oxidados, liberando oxigênio gasoso (O_2) e elétrons, que retornam ao circuito externo em direção ao cátodo, conforme ilustrado na Figura 19 (EPE, 2025).

Figura 19 – Esquema de eletrólise pelo método SOEC.



Fonte: (EPE, 2025).

De modo geral, avalia-se que, a tecnologia ALK é comumente empregada em aplicações industriais, como nas indústrias química, petroquímica e metalúrgica, especialmente nas produções de ferro e aço, que geralmente não demandam elevado grau de pureza do H_2 . Nesse tipo de eletrolisador, a baixa densidade de corrente e a baixa pressão de operação configuram fatores limitantes. Isso ocorre porque altas densidades de corrente tendem a proporcionar maior pureza do hidrogênio produzido, enquanto altas pressões de operação reduzem significativamente o consumo energético associado aos sistemas de compressão, armazenamento e transporte do gás (EPE, 2025).

Dessa forma, quando se requer maior grau de pureza do hidrogênio, eficiência energética superior e maior flexibilidade operacional, o eletrolisador PEM apresenta-se como a alternativa mais adequada. Essa tecnologia permite uma operação dinâmica, suporta maiores densidades de corrente e favorece uma oxidação mais eficiente dos eletrodos, resultando em maior produção de hidrogênio e melhor desempenho energético.

No caso da tecnologia SOEC, que opera em altas temperaturas, a tendência é que seja acoplada a sistemas que disponham de fontes externas de energia térmica de baixo custo, de modo a aproveitar sua elevada eficiência de conversão. Entretanto,

embora o ambiente de alta temperatura reduza a demanda elétrica, ele impõe exigências adicionais quanto à resistência térmica e à estabilidade dos materiais empregados nos componentes da célula (EPE, 2025). Em complemento, a Tabela 4 sintetiza as principais características comparativas entre as tecnologias ALK, PEM e SOEC, considerando aspectos como eficiência, faixa de operação, pureza do H₂, potencial de emissões e vida útil.

Tabela 4 – Principais tecnologias eletrolíticas para hidrogênio verde e suas características.

Parâmetro	Tecnologia eletrolítica		
	ALK	PEM	SOEC
Temperatura (°C)	60 – 90	50 – 90	500 – 900
Pressão (bar)	2–30	<70	<30
Densidade da corrente (A/cm ²)	0,05–0,8	0,6–4	0,3–1
Tensão da célula (V)	1,4–3	1,4–2,5	0,95–1,5
η (%)	56–82	67–84	<95
Consumo energético específico (kWh/Nm ³)	3,8–7,0	4,5–7,5	2,5–3,5
Pureza do H ₂ (%)	<99,999	>99,99999	>99,9
Startup a frio (min.)	>15	<15	>60
Área do eletrodo (cm ²)	10000–30000	1500	200
Vida útil do Stack (h)	60000–90000	20000–60000	<40000
Vida útil do sistema (a.)	20–30	10–20	–
Degradação anual (%)	2–4	2–4	<17 (teste)
Emissões (kCO _{2e} /kgH ₂)	0,5 – 34,3	0,6 – 36,7	0,4 – 17,1

Fonte: adaptado de (EPE, 2025).

Além do tipo de tecnologia de eletrólise empregada, outro aspecto a ser considerado é o Fator de Capacidade (FC) do sistema. Esse indicador, além de refletir o desempenho operacional de uma planta, é um dos principais parâmetros utilizados na avaliação da viabilidade econômica de empreendimentos de produção de hidrogênio (EPE, 2025). O valor do FC varia conforme a fonte de energia elétrica que alimenta o processo de eletrólise. Para fontes renováveis, as faixas típicas são: hidrelétricas (25 - 65%), solar fotovoltaica (7 - 30%), solar de concentração (45 - 72%),

eólica *onshore* (20 - 55%), eólica *offshore* (35 - 60%), biomassa (50 - 91,3%) e geotérmica (77 - 88%) (IRENA, 2022).

3.2.3 Incentivos Fiscais e Mecanismos de Apoio no Brasil

Buscando aproveitar o potencial do Brasil para se consolidar como um importante centro no mercado internacional de hidrogênio, o governo federal lançou, em 2021, as Diretrizes para o Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2), instituído pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). O programa visa estruturar as bases para o desenvolvimento do hidrogênio enquanto vetor energético no país, promovendo avanços tecnológicos, industriais e regulatórios necessários para sua inserção competitiva na matriz energética brasileira (MME, s.d.).

Coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e articulado com diversos órgãos governamentais, o PNH2 está organizado em seis eixos temáticos que estruturam sua implementação. A Figura 20 apresenta de forma esquemática os eixos e sua integração no Programa.

Figura 20 – Eixos do Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2).



Fonte: (MME, 2021).

Segundo o MME, o avanço da economia do hidrogênio no Brasil é limitado por um conjunto de barreiras, sendo as mais críticas a falta de apoio político consistente e a escassez de instrumentos financeiros, que elevam o risco dos projetos e dificultam sua viabilização em larga escala. Outros entraves de criticidade intermediária incluem a ausência de arcabouço regulatório consolidado, a carência de padrões técnicos e normas de segurança, além de limitações de infraestrutura logística para produção, transporte e exportação. Já fatores como a necessidade de capacitação profissional e a baixa integração entre academia e indústria são considerados menos críticos, tendendo a ser superados à medida que o setor amadurece (MME, 2021).

Cabe destacar que, embora o PNH2 não estabeleça incentivos fiscais ou financeiros diretos à produção do hidrogênio verde, ele funciona como um instrumento de coordenação estratégica orientando a ação governamental e privada para o desenvolvimento do mercado no Brasil. Nesse sentido, o programa atua como um marco de referência nacional, estruturando diretrizes técnicas, industriais e regulatórias que fornecem maior previsibilidade aos agentes e investidores envolvidos. Além disso, o PNH2 adota um horizonte de longo prazo, com metas e ações planejadas até 2050, contemplando desde a fase inicial de demonstração tecnológica até a consolidação de um mercado competitivo de hidrogênio no país. Essa visão de longo alcance é fundamental para orientar investimentos e articular políticas públicas relacionadas à transição energética e à industrialização de baixo carbono.

Nesse contexto, além do caráter estratégico do PNH2 enquanto orientador das ações de longo prazo, destaca-se também a criação do Regime Especial de Incentivos para a Produção de Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (REHIDRO), estabelecido pela Lei nº 14.948/2024. O REHIDRO constitui hoje o principal instrumento fiscal diretamente voltado ao hidrogênio de baixo carbono no país, ao prever a suspensão de contribuições incidentes sobre a receita, como PIS/PASEP e COFINS, na aquisição de máquinas, equipamentos e materiais destinados à implantação de projetos de produção, armazenamento e transporte de hidrogênio. Além disso, o regime permite a emissão de debêntures incentivadas de infraestrutura, ampliando as alternativas por meio de instrumentos de financiamento de longo prazo (BRASIL, 2024).

Adicionalmente ao PNH2 e REHIDRO, destaca-se também o Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (PHBC), instituído pela Lei nº 14.990/2024. Diferentemente dos regimes previamente mencionados, o PHBC atua sobre a fase operacional dos projetos, ao prever a concessão de crédito fiscal calculado a partir da produção ou do consumo de hidrogênio de baixa emissão. O programa estabelece um período de vigência entre 2028 e 2032, com limites anuais de recursos e seleção competitiva de projetos com base em critérios como intensidade de emissões, adensamento da cadeia produtiva nacional e contribuição ao desenvolvimento regional (BRASIL, 2024). Dessa forma, o PHBC complementa o PNH2 e o REHIDRO ao reduzir o custo efetivo do hidrogênio produzido, fortalecendo a competitividade do H₂V brasileiro no mercado internacional. A Tabela 5 sintetiza as principais características do PNH2, REHIDRO e PHBC, destacando seus objetivos, naturezas e formas de atuação ao longo da cadeia do hidrogênio de baixa emissão no Brasil.

Tabela 5 – Resumo comparativo entre o PNH2, REHIDRO E PHCB.

Instrumento	Natureza	Etapa Impactada	Tipo de Incentivo
PNH2	Estratégico/ Coordenador	Planejamento e governança	Não possui incentivos financeiros diretos.
REHIDRO	Fiscal	CAPEX – fase de implantação	Suspensão de PIS/PASEP e COFINS para máquinas e equipamentos.
PHBC	Fiscal	OPEX – fase operacional	Crédito fiscal baseado na produção/ consumo de H ₂ de baixa emissão.

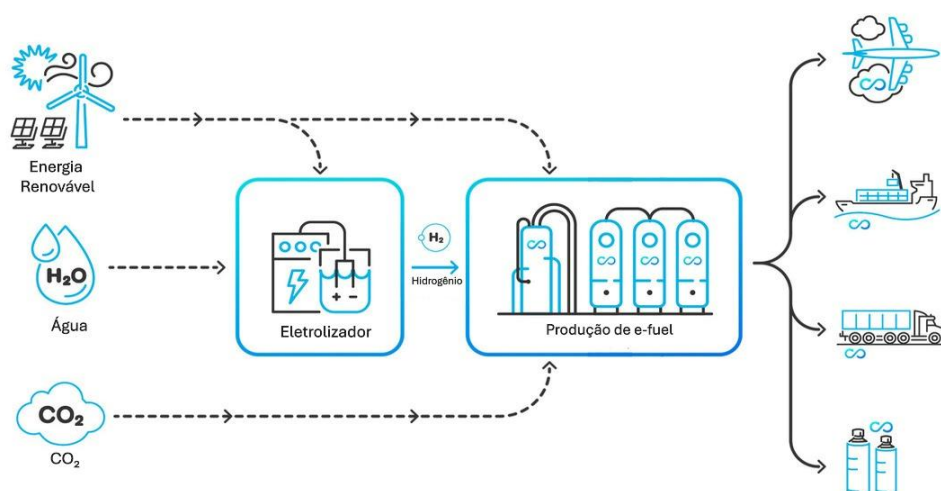
Fonte: elaboração própria (2025).

3.3 E-fuels e Combustíveis Sintéticos de Baixo Carbono

Os combustíveis sintéticos, também conhecidos como *e-fuels*, são produzidos a partir da combinação de hidrogênio e dióxido de carbono (CO₂), constituindo uma alternativa emergente aos combustíveis fósseis tradicionalmente utilizados no setor de transportes. Para que sejam considerados carbono neutros ou baixos em carbono, esses combustíveis devem ser obtidos utilizando hidrogênio proveniente da eletrólise

da água alimentada por eletricidade de fonte renovável e com CO₂ capturado de processos industriais ou diretamente da atmosfera, conforme mostra o esquema na Figura 21. Dessa forma, embora sua combustão libere gases de efeito estufa (GEE), a quantidade emitida é compensada pelo CO₂ removido do ambiente durante a etapa de produção (ECYCLE, s.d.).

Figura 21 – Resumo esquemático do processo de produção de *e-fuels*.



Fonte: adaptado de (SPECTRA, 2025).

No contexto global, o setor de geração de eletricidade e calor é o principal responsável pelas emissões de gases de efeito estufa (GEE), respondendo por aproximadamente 45% das emissões energéticas, enquanto o setor de transportes contribui com cerca de 21%. No Brasil, entretanto, o perfil é significativamente distinto, resultado da elevada participação de fontes renováveis na matriz elétrica nacional. Nesse cenário, o setor de transportes representa cerca de 46% das emissões energéticas, ao passo que a geração de eletricidade e calor responde por apenas 15% (CLIMATE WATCH, 2022), evidenciando o papel estratégico da descarbonização da mobilidade e o potencial dos combustíveis sintéticos e de baixo carbono como alternativas à substituição progressiva dos derivados fósseis.

Setores como a aviação, o transporte marítimo e os veículos pesados são reconhecidos como segmentos de difícil descarbonização, devido à elevada demanda

energética, à necessidade de longas autonomias e à baixa viabilidade técnica da eletrificação direta. Esses segmentos são responsáveis por uma fração relevante das emissões globais de dióxido de carbono (CO₂), destacando-se a aviação, com atingindo cerca de 2,5% das emissões globais, e a navegação marítima, com aproximadamente 3% (OUR WORLD IN DATA, 2024; EUROPEAN PARLIAMENT, 2022). Além disso, as projeções internacionais indicam crescimento contínuo da demanda por combustíveis nesses setores nas próximas décadas, impulsionado pelo aumento do transporte de carga e passageiros em escala global (IEA, 2024).

3.3.1 Contextualização e Panorama Brasileiro

No contexto da transição energética global, o desenvolvimento de combustíveis sintéticos de baixo carbono tem sido progressivamente incorporado às principais políticas climáticas internacionais. Entre essas iniciativas, destaca-se a RED III, que ampliou o escopo regulatório para incluir os Combustíveis Renováveis de Origem Não Biológica (RFNBO), categoria que abrange tanto o hidrogênio verde quanto os *e-fuels* produzidos a partir do hidrogênio verde e do dióxido de carbono capturado (EUROPEAN COMMISSION, 2023).

Se tratando do setor aéreo, a Organização da Aviação Civil Internacional (ICAO) instituiu o CORSIA (*Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation*), voltado à estabilização e redução das emissões de CO₂ provenientes de voos internacionais. A partir de 2027, o programa exigirá que as companhias aéreas neutralizem o crescimento de suas emissões por meio do uso de combustíveis sustentáveis de aviação (SAF) e mecanismos de compensação, reconhecendo oficialmente os biocombustíveis e combustíveis sintéticos produzidos a partir de hidrogênio verde e CO₂ capturado como rotas tecnológicas elegíveis à substituição do querosene fóssil, amplamente utilizado na aviação mundial (ICAO, 2023).

De forma análoga, a Organização Marítima Internacional (IMO) também vem conduzindo esforços para reduzir o impacto climático do transporte marítimo, que atualmente emprega o Heavy Fuel Oil (HFO), combustível denso e poluente derivado do petróleo, em aproximadamente 80 a 85% da frota oceânica mundial. Sua Estratégia Revisada de Gases de Efeito Estufa (IMO, 2023) estabelece metas ambiciosas,

prevendo redução de 20% das emissões até 2030 e pelo menos 70% até 2040, em relação aos níveis de 2008. Entre as rotas tecnológicas consideradas, destacam-se o e-metanol e a e-amônia, ambos combustíveis sintéticos apontados como soluções prioritárias para a descarbonização progressiva do setor marítimo.

Os projetos globais de *e-fuels* anunciados para os próximos anos revelam uma forte concentração em regiões com ampla disponibilidade de energia renovável e estratégias voltadas à exportação de hidrogênio verde e seus derivados. De acordo com o relatório da *International Energy Agency* (IEA, 2023), a maior parcela da capacidade de eletrólise anunciada até 2030 está concentrada na Ásia, Europa e América do Norte, com destaque para a China, que já responde por cerca de 50% da capacidade de fabricação global anunciada. A Figura 22 apresenta a distribuição geográfica da capacidade instalada e planejada de produção de *e-fuels* no mundo.

Figura 22 – Capacidade instalada de plantas de produção de *e-fuel* em diferentes etapas de desenvolvimento no mundo.



Fonte: adaptado de (IEA, 2023).

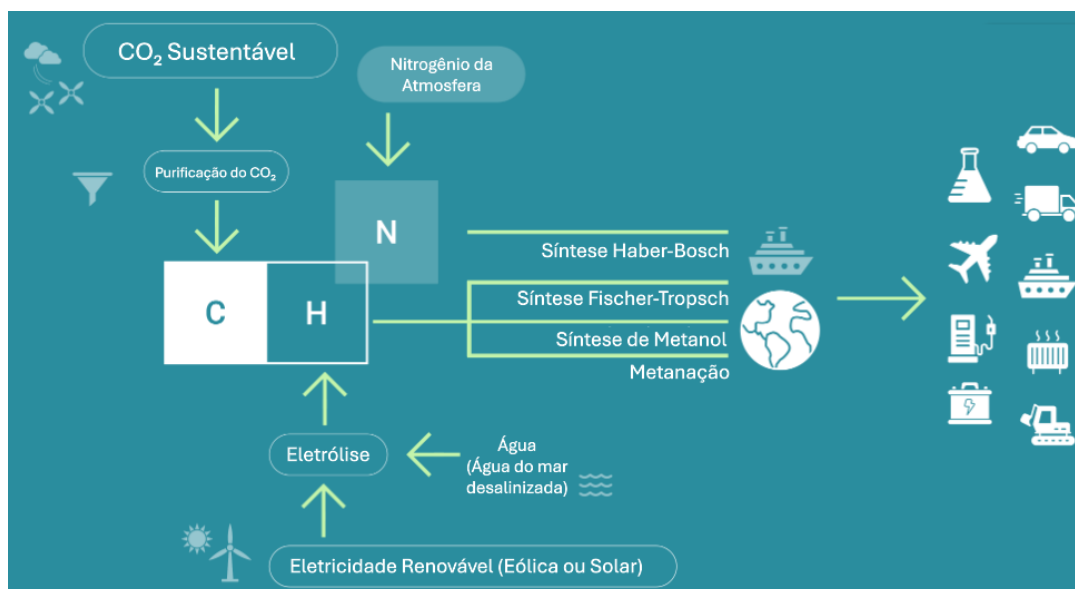
Essas iniciativas demonstram a convergência entre políticas globais de transporte e metas climáticas, consolidando os *e-fuels* como vetor central na estratégia de mitigação das emissões de setores cuja substituição direta por eletricidade ainda enfrenta limitações técnicas, econômicas e logísticas.

Semelhante ao que ocorre na produção de hidrogênio verde (H_2V), a escolha de localidades com alta disponibilidade de energia renovável e estrutura industrial consolidada constitui um dos principais fatores de viabilidade para a produção de *e-fuels*. Nesse contexto, as estimativas de expansão e geração excedente de eletricidade renovável no Brasil nas próximas décadas, em especial na região Nordeste e outras regiões com forte penetração eólica/solar associado a proximidade de portos, reforçam o potencial do país para se consolidar como importante produtor e exportador de combustíveis sintéticos de baixo carbono (UDOP, 2024).

3.3.2 Principais Rotas Tecnológicas

A produção de *e-fuels* baseia-se em duas etapas principais. A primeira consiste na geração de hidrogênio verde por meio da eletrólise da água, processo de alta demanda de eletricidade detalhado no Capítulo 3.2.2.1. A etapa subsequente envolve a síntese catalítica do combustível, que pode ocorrer por diferentes rotas tecnológicas, como *Fischer-Tropsch*, síntese de metanol ou *Haber-Bosch*. Nas duas primeiras rotas, o hidrogênio reage com o CO_2 capturado do ar ou de outras fontes industriais, resultando na formação de combustíveis sintéticos líquidos, como o e-diesel, e-querosene e e-metanol. Já no processo *Haber-Bosch*, o hidrogênio combina-se com o nitrogênio (N_2) do ar, originando amônia (NH_3), que pode ser utilizada tanto como vetor energético em aplicações marítimas, quanto como insumo para a produção de fertilizantes (Figura 23) (EFUEL ALLIANCE, s.d.).

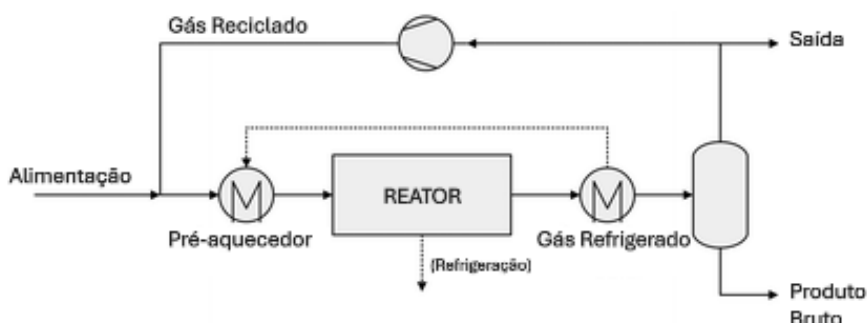
Figura 23 – Principais rotas de síntese de e-fuels.



Fonte: adaptado de (EFUEL ALLIANCE, s.d.).

A Figura 24, demonstra o processo de reação de síntese catalítica que ocorre dentro de um reator, equipamento onde os gases reagentes entram sob alta pressão e temperatura, em contato com um catalisador metálico que acelera as reações químicas. Durante a reação, parte dos gases não reage completamente, uma vez que a conversão total é limitada pelo equilíbrio químico. Além disso, por se tratar de uma reação altamente exotérmica, ou seja, que libera grande quantidade de calor, torna-se necessário controlar a temperatura do reator por meio de sistemas de remoção de calor e pela recirculação do gás não convertido. Após o reator, o gás resultante é resfriado em trocadores de calor, e os produtos líquidos condensados são separados em um tanque de decantação, onde por fim, passam por etapas de purificação e acabamento (RSC, 2020).

Figura 24 – Ciclo convencional de síntese catalítica.



Fonte: adaptado de (RSC, 2020).

O conjunto de tecnologias envolvidas na produção de hidrogênio verde e seus derivados, como os combustíveis sintéticos, é comumente denominado *Power-to-X* (PtX). A expressão refere-se à conversão de energia elétrica renovável em diferentes vetores energéticos ou produtos químicos, como hidrogênio (*Power-to-Hydrogen*), combustíveis sintéticos líquidos ou gasosos (*Power-to-Liquid/ Power-to-Gas*) e amônia (*Power-to-Ammonia*). Essa abordagem permite o armazenamento, transporte e uso indireto da energia elétrica renovável sob forma química, ampliando a integração entre os setores elétrico, industrial e de transporte (IRENA, 2023; IEA, 2023).

Vale mencionar que, de acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA, 2024), cerca de 90% dos projetos globais de *e-fuels* anunciados têm como produto final a amônia, enquanto aproximadamente 5% estão direcionados à produção de combustíveis derivados da síntese *Fischer-Tropsch*, 4% à síntese de metanol e apenas 1% ao metano sintético. Essa predominância de projetos voltados à amônia indica que grande parte das iniciativas baseadas em hidrogênio proveniente da eletrólise da água possui foco industrial, especialmente no uso da amônia como insumo químico, mais do que em sua aplicação direta como combustível energético.

3.3.3 Incentivos Fiscais e Mecanismos de Apoio no Brasil

Instituído pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) em 2011, o Programa Combustível do Futuro tem como finalidade promover a adoção crescente de combustíveis sustentáveis nos diversos modais de transporte, alinhando a política

energética nacional às metas de descarbonização de longo prazo. O programa foi recentemente fortalecido pela tramitação do Projeto de Lei nº 4.516/2023 e pela sanção parcial da Lei nº 14.993/2024, que consolida diretrizes para combustíveis avançados, incluindo o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV) e o Programa Nacional do Diesel Verde (PNDV) (MME, 2025).

Além de propor metas graduais de incorporação de combustíveis sustentáveis na aviação, o Programa contempla a regulamentação da produção e comercialização de combustíveis sintéticos, bem como diretrizes para projetos de Captura e Armazenamento de Carbono (CCS), elementos fundamentais para o avanço das rotas *Power-to-Liquid* (PtL) no país. O Combustível do Futuro também integra políticas já existentes como, o RenovaBio, o Rota 2030 e o Programa Brasileiro de Etiquetagem Veicular (PBEV), formando um arcabouço coordenado de ações que reúne biocombustíveis, eletrificação veicular e combustíveis sintéticos. Assim, o programa se consolida como o principal instrumento nacional de planejamento e promoção de combustíveis avançados, com papel estratégico para a produção e inserção de *e-fuels* no mercado brasileiro e internacional.

Além disso, é importante destacar que os *e-fuels*, como e-SAF, e-diesel, e-metanol e e-amônia, dependem diretamente da disponibilidade de hidrogênio verde, que constitui seu principal insumo energético. Por essa razão, muitos dos instrumentos regulatórios e fiscais voltados ao hidrogênio de baixa emissão, como o PNH2, o REHIDRO e o PHBC, acabam exercendo impacto indireto, porém decisivo sobre a competitividade dos combustíveis sintéticos. Esses programas contribuem para reduzir custos de produção, mitigar riscos tecnológicos e ampliar a escala dos projetos de hidrogênio, o que, por consequência, melhora as condições para o desenvolvimento das rotas PtL no Brasil. Desse modo, ainda que os *e-fuels* constituam um segmento específico dentro do conjunto de combustíveis sustentáveis, sua evolução está também intrinsecamente ligada ao avanço das políticas dedicadas ao hidrogênio de baixo carbono.

3.4 Siderurgia Verde e Produção de Aço de Baixo Carbono

A indústria siderúrgica (produtora do aço) movimenta bilhões de dólares por ano e está diretamente correlacionada a diversos indicadores econômicos e sociais. Trata-se de um setor estratégico para o crescimento econômico, pois fornece insumos essenciais para segmentos como construção civil, automotivo, naval, infraestrutura de energia, tecnologia e bens de capital. O processo produtivo da siderurgia compreende múltiplas etapas, que vão desde a extração e beneficiamento do minério de ferro, passando pela redução, até a refinamento e conformação do aço em seus diversos produtos finais, que podem variar entre chapas, vergalhões, perfis estruturais, bobinas e ligas especiais.

Assim como outros setores industriais de base, a siderurgia foi por muito tempo classificada como de difícil descarbonização, em razão de sua dependência estrutural de processos térmicos intensivos em carbono, especialmente o uso de carvão coque como redutor no alto-forno, etapa que responde pela maior parte das emissões do setor. Como resultado, atualmente a produção de aço é responsável por cerca de 2,6 gigatoneladas de CO₂ por ano, o que equivale a aproximadamente 7% das emissões globais associadas ao uso de energia (IEA, 2020).

Diante do elevado impacto ambiental associado à produção tradicional de aço, surgiu o conceito de siderurgia verde, uma alternativa tecnológica voltada à redução das emissões de GEE do setor. Essa abordagem propõe a substituição dos insumos fósseis, como o carvão coque, por fontes de energia e agentes redutores de origem renovável, entre eles a eletricidade proveniente de matrizes limpas e o hidrogênio verde. Essa transição tecnológica vem sendo amplamente discutida nos últimos anos e está fortemente alinhada às metas globais de neutralidade climática até 2050.

3.4.1 Contextualização e Panorama Brasileiro

No contexto internacional, o setor siderúrgico vem sendo reconhecido como um dos pilares da descarbonização industrial, especialmente em economias desenvolvidas. Na União Europeia, o plano *REPowerEU*, estabelece que cerca de 30% da produção primária de aço no bloco deverá ser descarbonizada até 2030,

utilizando o hidrogênio renovável como agente redutor. Essa iniciativa reforça o compromisso europeu em acelerar a substituição de combustíveis fósseis em processos industriais e consolidar a liderança tecnológica na produção de aço de baixo carbono (EUROPEAN COMMISSION, 2022).

Em âmbito global, a iniciativa global *Science Based Targets* (SBTi), publicou em 2023 um guia técnico voltado exclusivamente ao setor siderúrgico, com trajetórias de redução da intensidade de carbono alinhadas ao limite de aquecimento de 1,5°C, firmado durante o Acordo de Paris. O documento incentiva empresas de todo o mundo a estabelecerem metas de curto e longo prazo alinhadas aos objetivos de neutralidade climática (SBTi, 2023).

De forma complementar, o *World Economic Forum* (WEF), por meio do relatório *Net-Zero Industry Tracker* (2023), classificou a siderurgia entre as chamadas “indústrias de difícil descarbonização”, ressaltando que alcançar a neutralidade de carbono nesse setor requer grande eletrificação dos processos produtivos, uso de hidrogênio verde e mecanismos de precificação de carbono para viabilizar economicamente a transição.

A adoção dessas metas, tanto na Europa quanto em outras regiões do mundo, evidencia uma tendência global de reestruturação da cadeia siderúrgica, marcada pela busca por processos produtivos de baixo carbono e pela valorização do hidrogênio verde como vetor central de descarbonização industrial. Nesse contexto, o Brasil desponta como um potencial protagonista, por ser o segundo maior produtor de minério de ferro do mundo (Figura 25), responsável por aproximadamente 16% da produção global, ficando atrás apenas da Austrália (MINING TECHNOLOGY, 2024). Essa abundância de minério de ferro de alta qualidade, principal matéria-prima da siderurgia, reforça as condições favoráveis do país para a instalação de plantas siderúrgicas de baixo carbono e sua integração em cadeias produtivas globais sustentáveis.

Figura 25 – Produção global de ferro em 2021 (em milhões de toneladas).



Fonte: (RMG CONSULTING, 2022).

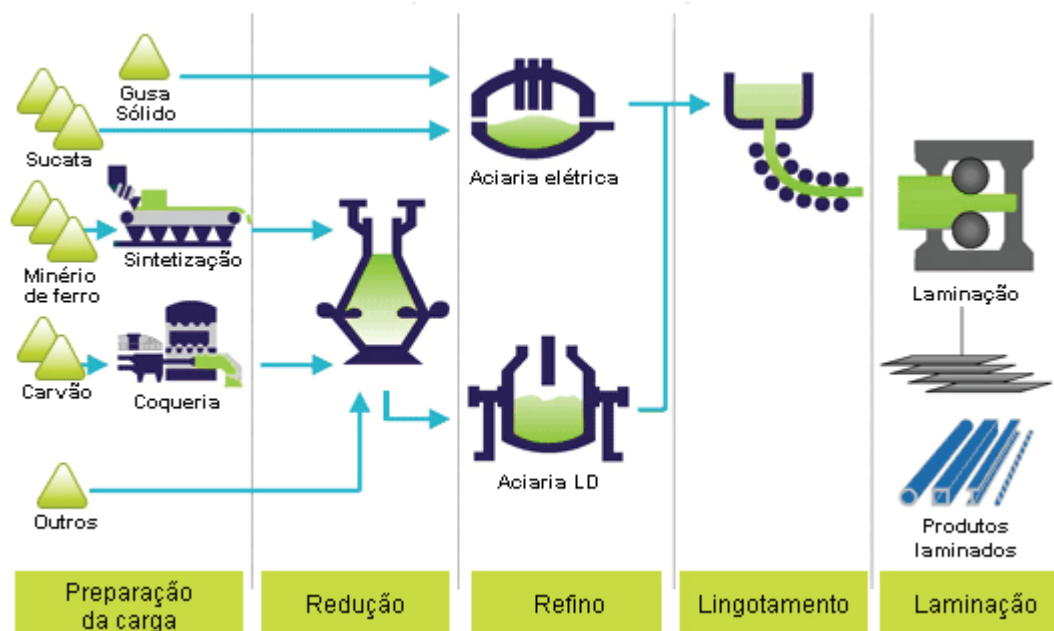
Além de dispor de amplas reservas minerais, o Brasil conta com uma matriz elétrica majoritariamente composta por fontes renováveis e com condições favoráveis para a produção de hidrogênio verde a baixo custo, fatores que, em conjunto, posicionam o país entre os principais candidatos a atrair investimentos em siderurgia de baixo carbono. Cabe mencionar que grandes empresas do setor industrial, como Vale, Aperam, Gerdau e ArcelorMittal, já anunciaram planos de redução de emissões e pesquisas voltadas a rotas de produção baseadas em hidrogênio verde e biocarbono em território brasileiro.

3.4.2 Principais Rotas Tecnológicas

O processo de produção do aço é composto por uma sequência de etapas industriais que visam transformar o minério de ferro ou sucata metálica em um material metálico refinado e com propriedades adequadas para suas diversas aplicações finais. Inicialmente, as matérias-primas, como minério de ferro ou sucata reciclada, carvão, agentes redutores e fundentes, passam por um preparo e beneficiamento que garantem a granulometria e teor adequados ao processo. Em seguida, ocorre a etapa de redução, na qual o oxigênio presente no minério é removido, convertendo o óxido de ferro em ferro metálico. Esse ferro obtido, ainda com alto teor de impurezas e

carbono, é posteriormente submetido ao refino, processo em que essas impurezas são oxidadas e removidas, originando o aço líquido. Na sequência, o aço líquido é solidificado por lingotamento, dando origem a blocos, tarugos ou placas, que passam posteriormente pelas etapas de laminação e acabamento, nas quais o material adquire as dimensões e propriedades finais exigidas para o uso industrial (Figura 26).

Figura 26 – Fluxo simplificado da produção do aço.



Fonte: (INSTITUTO DO AÇO BRASIL, 2011).

Atualmente, as maiores siderúrgicas brasileiras operam majoritariamente pela rota BF–BOF (*Blast Furnace – Basic Oxygen Furnace*), que utiliza o carvão coque como principal agente redutor, correspondendo a cerca de 87% da capacidade operacional do país (GLOBAL ENERGY MONITOR, 2024). Entretanto, essa tecnologia apresenta uma peculiaridade importante: os altos-fornos, principal equipamento utilizado na etapa de redução, necessitam de revitalizações periódicas, geralmente a cada 15 a 20 anos de operação. Esse processo de revitalização resulta em alto custo, que pode atingir até 50% do valor de um novo forno.

Portanto, esse ciclo de reestruturação representa uma janela estratégica para a adoção de tecnologias mais limpas, como a rota DRI–EAF (*Direct Reduced Iron – Electric Arc Furnace*), baseada no uso de forno elétrico a arco e compatível com

hidrogênio verde e sucata metálica como matérias-primas. Além disso, a indústria siderúrgica brasileira ainda depende fortemente da importação de carvão metalúrgico, utilizado para a produção de coque, o que aumenta os custos operacionais e a vulnerabilidade da cadeia produtiva frente à volatilidade do mercado internacional. Essa dependência reforça o potencial competitivo da eletrificação do setor, considerando a disponibilidade de energia renovável e os recursos minerais abundantes do Brasil, que podem viabilizar uma transição gradual para rotas de menor intensidade de carbono.

Dentre as principais rotas tecnológicas de baixo carbono, destaca-se a rota EAF (*Electric Arc Furnace*), considerada a forma mais comum de se produzir aço secundário a partir de sucata metálica reciclada. Em 2018, essa tecnologia foi responsável por aproximadamente 24% da produção global de aço (WORLDSTEEL ASSOCIATION, 2019). Quando comparada à rota tradicional BF–BOF, a EAF apresenta redução expressiva nas emissões de gases de efeito estufa, emitindo cerca de 10 a 20% do CO₂ gerado por processos convencionais.

A principal diferença entre as duas rotas está no tipo de energia e agente redutor utilizados. Enquanto a BF–BOF depende do carvão coque como fonte térmica e redutora, a EAF utiliza energia elétrica para fundir a carga metálica, dispensando completamente o uso de combustíveis fósseis. Além disso, o forno elétrico a arco combina, em um único equipamento, as funções de fusão e refino, enquanto a rota tradicional exige duas unidades distintas: o alto-forno (BF) para a redução do minério e o convertedor (BOF) para o refino do ferro-gusa.

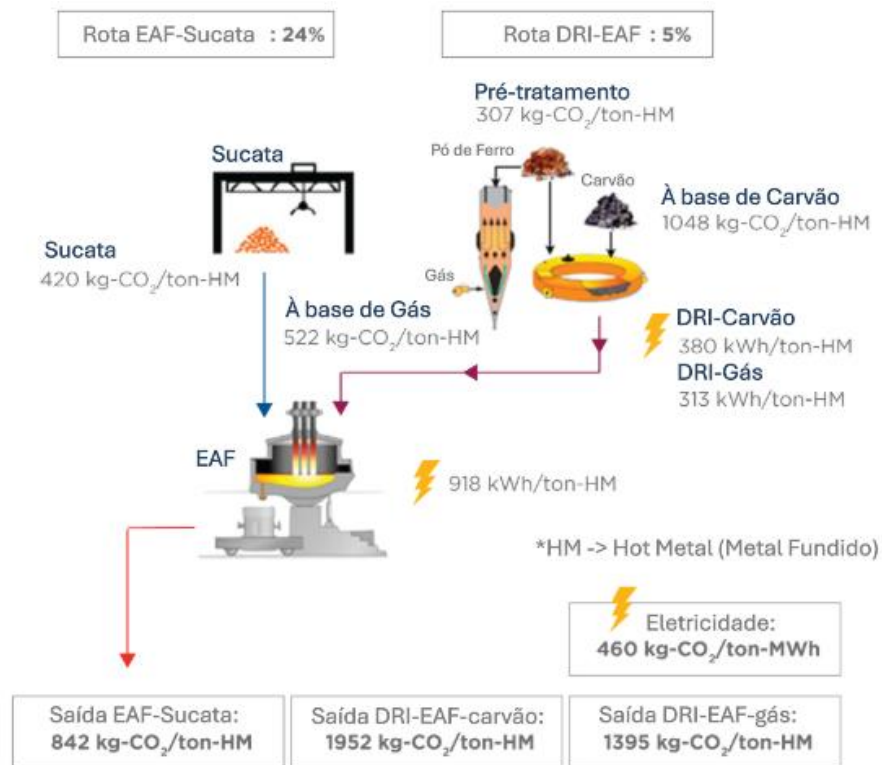
Entretanto, algumas limitações técnicas e de matéria-prima restringem a expansão dessa rota. O principal insumo, a sucata metálica, possui oferta limitada e qualidade variável, o que afeta a produção de aços especiais e de alta pureza. Outro aspecto relevante está relacionado à natureza intermitente da operação: o aço é produzido em ciclos descontínuos, e os picos de demanda elétrica durante a fusão podem provocar problemas de qualidade de energia, como flutuações de tensão e harmônicas, com impactos potenciais sobre os sistemas de transmissão e geração (SEKER et al., 2017).

Essas limitações contribuem para que a penetração da rota EAF no mercado global ainda seja modesta, apesar de seus benefícios ambientais. No entanto, o

avanço das fontes renováveis de eletricidade e a eletrificação crescente do setor industrial tendem a impulsionar a competitividade dessa tecnologia nos próximos anos (CGPE COLUMBIA, 2021).

Nesse contexto, surge uma segunda modalidade de produção associada ao forno elétrico a arco, conhecida como DRI–EAF, que em 2018 correspondeu a 5% da produção global de aço (CGPE COLUMBIA, 2021). Nessa rota, o minério de ferro é primeiramente reduzido em estado sólido por meio de um gás redutor, que pode ser hidrogênio verde ou gás natural, gerando o chamado ferro-esponja (DRI). Esse material, com elevado teor de ferro metálico, é então fundido no forno elétrico a arco, de forma semelhante à fusão da sucata. A DRI–EAF amplia as possibilidades da rota elétrica, pois reduz a dependência da sucata e permite a produção de aço primário com baixas emissões, sobretudo quando alimentada por hidrogênio de origem renovável. A Figura 27 ilustra, de forma esquemática, as principais etapas das rotas tecnológicas EAF e DRI–EAF, destacando as diferenças entre os processos de redução e fusão.

Figura 27 – Esquema de produção de aço através das rotas EAF e DRI-EAF.



FONTE: (CGPE COLUMBIA, 2021).

3.4.3 Incentivos Fiscais e Mecanismos de Apoio no Brasil

Entre todos os setores analisados neste trabalho, a siderurgia verde é o que possui o menor número de instrumentos específicos de incentivo direto no Brasil, dependendo majoritariamente das políticas voltadas ao hidrogênio de baixo carbono para viabilizar sua descarbonização. As medidas adotadas até então para promover a descarbonização da indústria siderúrgica brasileira são consideradas modestas, especialmente no que diz respeito a incentivos financeiros e à adoção de mecanismos de defesa comercial (EIXOS, 2025).

A exemplo da União Europeia, destaca-se o Mecanismo de Ajuste de Carbono nas Fronteiras (CBAM), que determina que importadores de aço, alumínio, fertilizantes e outros produtos intensivos em carbono paguem um ajuste equivalente ao preço do carbono emitido durante sua produção, caso o país de origem não possua um regime equivalente de precificação de emissões (UNIÃO EUROPEIA, 2023). Na prática, o CBAM funciona como um instrumento de proteção à indústria de baixo carbono europeia, sendo hoje a principal forma de assegurar que aço e metais produzidos por rotas verdes possam competir em condições justas com produtos oriundos de rotas tradicionais e mais emissoras.

Atualmente em discussão no Congresso Nacional, o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões (SBCE), trata-se de um mercado regulado de carbono aplicável a diversos setores emissores, como energia, transportes, processos industriais e manufatura, que deverá estabelecer limites de emissões, monitoramento obrigatório e compensações via créditos em todo território nacional (BRASIL, 2022). Embora não seja um instrumento planejado especificamente para a siderurgia, o SBCE tende a encarecer as rotas tradicionais baseadas em coque, ao mesmo tempo em que melhora a competitividade relativa de processos de baixo carbono. Dessa forma, trata-se de um mecanismo transversal, cujo impacto positivo decorre da precificação crescente das emissões no país.

Outro instrumento que pode beneficiar a siderurgia verde, ainda que de maneira indireta, é o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI), voltado à desoneração de projetos de infraestrutura nos setores de energia, logística, transportes e telecomunicações (BRASIL, 2007). O regime suspende a cobrança de PIS e COFINS sobre bens e serviços destinados a obras de

infraestrutura, incluindo linhas de transmissão, portos, dutos, terminais industriais e instalações elétricas. Embora não seja um incentivo setorial específico para a indústria siderúrgica, o REIDI pode reduzir significativamente o custo de implantação de infraestruturas complementares essenciais a projetos de aço verde, como expansão de transmissão para acesso à renováveis, adequações portuárias e infraestrutura logística associada a polos industriais.

3.5 Outras Cargas Eletrointensivas Emergentes

Além dos setores já discutidos nos tópicos anteriores, alguns em expansão no país, como hidrogênio verde, *e-fuels*, *data centers* e siderurgia de baixo carbono, outros segmentos industriais vêm ganhando relevância no debate sobre novas cargas eletrointensivas para o Brasil. Entre eles destacam-se atividades que, embora apresentem estágios diferentes de maturidade nacional, compartilham processos altamente eletrificados e potencial de impacto significativo no sistema elétrico. Esse grupo inclui, por exemplo, a indústria de alumínio e metais não ferrosos, já consolidada no Brasil e com histórico de forte dependência de eletricidade, assim como cadeias emergentes, como a fabricação de baterias, materiais ativos e sistemas de armazenamento estacionário (BESS), diretamente associadas à mobilidade elétrica e à integração de fontes renováveis. A incorporação desses segmentos ao planejamento energético torna-se essencial para avaliar novos perfis de demanda, e identificar oportunidades industriais necessárias para sustentar a transição energética brasileira (EPE, 2024; IEA, 2023).

3.5.1 Produção de Alumínio e Metais Não Ferrosos de Baixo Carbono

O alumínio é o terceiro elemento mais abundante na crosta terrestre, e o metal mais abundante em ocorrência natural. Sua ampla utilização deve-se às propriedades físico-químicas versáteis, como leveza, elevada condutividade elétrica e térmica, baixa densidade, resistência à corrosão e facilidade de conformação, além de apresentar baixo ponto de fusão e alta reciclabilidade (BNDES, 2010). Em função dessas características, o alumínio é amplamente empregado na fabricação de ligas

metálicas, laminados e extrudados, que servem de base para a produção de componentes automotivos, estruturas de edificações, cabos elétricos, embalagens, equipamentos eletrônicos e peças aeroespaciais.

O setor de alumínio e metais não ferrosos é tradicionalmente reconhecido como um dos mais eletrointensivos da indústria mundial, devido à elevada demanda elétrica associada aos processos de eletrólise e refino. A indústria do alumínio brasileira consolidou-se em regiões com forte presença de geração hidrelétrica, como o Pará, São Paulo e o Maranhão, aproveitando a disponibilidade de energia renovável de baixo custo e alta confiabilidade. Essa característica histórica fez com que o setor nacional atingisse uma das menores intensidades de carbono do mundo, com emissões médias inferiores a 4 toneladas de CO₂ equivalente (tCO₂e) por tonelada de alumínio, em comparação a cerca de 16 tCO₂e/t na média global (ABAL, 2024).

Vale ressaltar que, o processo tradicional de produção de alumínio primário já é, por natureza, eletrointensivo uma vez que é baseado na eletrólise ígnea da alumina (Al₂O₃). Nesse contexto, as rotas de baixo carbono não substituem o processo da eletrólise, mas a tornam mais limpa ao eliminar o uso do ânodo de carbono (através da eletrólise inerte), ao incorporar fontes renováveis de energia e maior reciclagem de sucata metálica (IEA, 2022; IEA, 2023).

No caso do alumínio primário, a etapa de redução da alumina consome grandes quantidades de energia, tipicamente entre 13 e 15 MWh por tonelada produzida (IEA, 2022). Em função dessa característica, o custo da eletricidade pode representar mais de 40% do custo total de produção, de forma que a localização próxima a fontes renováveis de baixo custo é um fator decisivo para a competitividade do setor.

A produção de alumínio e metais não ferrosos tem então passado por um processo de eletrificação e descarbonização progressiva nos últimos anos. Sendo as principais estratégias a ampliação do uso de fontes limpas na matriz elétrica industrial, a reciclagem de sucata metálica, que pode reduzir em até 95 % o consumo energético em relação à produção primária, e o desenvolvimento de tecnologias de eletrólise inerte, capazes de eliminar as emissões diretas de CO₂ provenientes do ânodo de carbono (IEA, 2023).

No contexto brasileiro, a combinação de abundância de recursos hidrelétricos, expansão eólica e solar e proximidade com polos industriais consolidados cria

condições favoráveis para a produção de alumínio verde e metais sustentáveis, especialmente nas regiões Norte e Nordeste.

3.5.2 Indústria de Baterias e Armazenamento de Energia

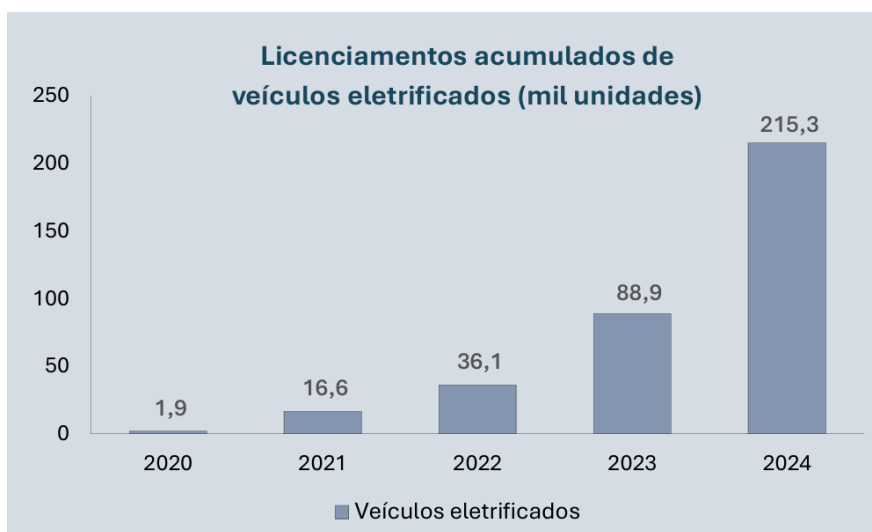
A expansão da mobilidade elétrica tem impulsionado de forma significativa a demanda global por sistemas de armazenamento de energia e por baterias avançadas. As baterias têm se mostrado elementos fundamentais não apenas para o setor automotivo, mas também para a integração eficiente de fontes renováveis variáveis, como solar e eólica, por meio dos sistemas de armazenamento estacionário (*Battery Energy Storage Systems – BESS*). Nesse contexto, a cadeia produtiva de baterias e materiais ativos desponta como um dos eixos mais estratégicos da nova economia energética global, caracterizando-se por um alto grau de eletrointensividade em suas etapas de produção (IEA, 2023; BNEF, 2024).

A fabricação de baterias envolve uma sequência de processos de elevada demanda elétrica, que incluem o refino e purificação de metais críticos (como lítio, níquel, cobalto e grafite sintético), a síntese de cátodos e ânodos, a produção de eletrólitos, e as etapas de secagem, revestimento e montagem. O consumo energético total pode alcançar 50 a 70 kWh por kWh de bateria automotiva produzida, (IEA, 2023). Se tratando de sistemas estacionários, que priorizam estabilidade e durabilidade, esse valor tende a ser menor, variando entre 30 e 50 kWh/kWh, a depender da tecnologia empregada e do grau de automação industrial (IEA, 2023; BNEF, 2024). Além disso, o refino eletroquímico e térmico desses materiais exige fornecimento elétrico estável e de alta qualidade, características típicas dos processos eletrointensivos industriais.

Embora o segmento de transporte rodoviário represente uma fração reduzida do consumo total de eletricidade, observa-se crescimento expressivo em especial nos últimos anos. Segundo o BEN 2025, o aumento expressivo da demanda por eletricidade do transporte rodoviário observado no último quinquênio está vinculado, principalmente, ao crescimento da oferta de veículos eletrificados disponibilizados no mercado brasileiro, à redução dos preços e ao avanço da autonomia desses modelos. A Figura 28 apresenta os dados de licenciamento de veículos eletrificados entre 2020

e 2024, abrangendo caminhões, ônibus, automóveis e comerciais leves. No levantamento foram consideradas as categorias de veículos somente à bateria (BEV - *Battery Electric Vehicles*) e veículos híbridos com tração a motor elétrico e combustão, contanto que plug-in (PHEV - *Plug In Hybrid Electric Vehicle*). Ressalta-se que os automóveis correspondem a cerca de 90% do total de veículos eletrificados licenciados no período (EPE, 2025).

Figura 28 – Licenciamento acumulado de veículos eletrificados (mil unidades).



Fonte: (EPE, 2025).

Desse modo, a expansão da infraestrutura de recarga rápida para veículos elétricos também pode representar uma nova tipologia de carga eletrointensiva, uma vez que os postos de recarga ultrarrápida, capazes de fornecer 150 a 350 kW por ponto, concentrados em uma determinada localidade, resultam em elevados fluxos de potência em curtos períodos e exigem reforços locais de rede e coordenação com as distribuidoras (IEA, 2024).

Nesse contexto, a indústria de baterias e armazenamento de energia configura um novo vetor eletrointensivo emergente no país, com potencial para dinamizar setores como mobilidade elétrica, geração centralizada e distribuída e redes inteligentes. A combinação entre recursos minerais abundantes, matriz elétrica majoritariamente renovável e políticas industriais voltadas à descarbonização coloca

o Brasil em posição privilegiada para consolidar-se como produtor de baterias e polo tecnológico para soluções de armazenamento energético na América Latina.

4 INFRAESTRUTURA ENERGÉTICA E INSTRUMENTOS INSTITUCIONAIS PARA A NOVA INDÚSTRIA DE BAIXO CARBONO

A instalação e a expansão de indústrias eletrointensivas de baixo carbono no Brasil dependem não somente da disponibilidade de recursos renováveis abundantes, mas também de um conjunto de condicionantes estruturais capazes de garantir competitividade, segurança operacional e viabilidade econômica. Nesse sentido, a infraestrutura elétrica, especialmente uma rede básica de transmissão robusta, é capaz de manter os níveis de confiabilidade para esses consumidores e garantir o escoamento da geração. Adicionalmente, bons parâmetros de qualidade de energia da rede desempenham papel determinante na atração desses novos empreendimentos industriais, particularmente aqueles que operam com altas cargas contínuas e exigências rigorosas de estabilidade e confiabilidade.

Paralelamente, mecanismos institucionais e territoriais, como as Zonas de Processamento de Exportação (ZPEs), representam importantes instrumentos de política industrial ao oferecer regimes tributários diferenciados e estímulos à exportação, por meio de ambientes regulatórios mais previsíveis. As ZPEs e seus benefícios tributários têm ganhado relevância no contexto da neoindustrialização verde, especialmente diante da crescente demanda internacional por produtos e insumos de baixa emissão.

Nesse contexto, o Brasil encontra-se diante de um passo decisivo: combinar um sistema elétrico em rápida expansão renovável, com instrumentos institucionais capazes de alavancar investimentos industriais de grande escala. Entretanto, alguns desafios persistem, incluindo as atuais limitações no sistema de transmissão, as desigualdades regionais na infraestrutura e a necessidade de aprimoramento regulatório para incentivar essas novas tipologias de empreendimentos. A abordagem adotada neste Capítulo busca evidenciar como políticas públicas, planejamento energético e estrutura de rede devem, em conjunto, convergir para viabilizar a nova indústria verde de baixo carbono no país.

4.1 Zonas de Processamento de Exportação (ZPEs)

As ZPEs são definidas como distritos industriais incentivados, criados inicialmente pela Lei nº 11.508/2007, vinculadas à política de comércio exterior brasileira e instituídas pela União com o objetivo de atrair empreendimentos voltados predominantemente ao mercado de exportações. Atualmente, as ZPEs destinam-se à instalação de empresas privadas ou públicas e cuja produção esteja orientada ao mercado externo, oferecendo um ambiente regulatório estável e, conseqüentemente, maior previsibilidade para investimentos industriais de grande escala.

Complementarmente, as ZPEs são classificadas como zonas primárias de controle aduaneiro, nas quais vigora um regime tributário e administrativo especial, contemplando suspensão ou isenção de impostos como II, IPI, PIS, COFINS e AFRMM (ZPE BRASIL, s.d.). Entre suas vantagens mais relevantes, encontra-se a agilidade e desburocratização para operações em moeda estrangeira, permitindo a manutenção de contas em divisas e a simplificação de transações internacionais. Essa condição singular reduz custos financeiros e agiliza contratos comerciais voltados à exportação, constituindo um diferencial competitivo quando comparado ao regime cambial tradicional.

A governança das ZPEs é centralizada no Conselho Nacional das Zonas de Processamento de Exportação (CZPE), órgão colegiado responsável por analisar, aprovar, supervisionar, monitorar projetos e propor diretrizes e regulamentações para o funcionamento do regime. O CZPE tem desempenhado papel fundamental na modernização do arcabouço jurídico das ZPEs, especialmente após a promulgação da Lei nº 14.184/2021, que ampliou a atratividade do modelo ao flexibilizar requisitos operacionais, atualizar instrumentos tributários e permitir que ZPEs sejam administradas integralmente por empresas privadas, ampliando o potencial de integração com as cadeias industriais emergentes.

As empresas instaladas em ZPE podem, ainda, acumular incentivos provenientes de diferentes esferas governamentais, conforme apresentado na Figura 29, tornando esse regime um dos ambientes mais favoráveis do país para atividades produtivas orientadas à exportação. Esse conjunto de vantagens cria um panorama promissor para setores os eletrointensivos discutidos ao longo deste trabalho, como hidrogênio verde, *e-fuels* e combustíveis sustentáveis, aço e alumínio de baixo

carbono, dentre outros. Esses segmentos demandam energia abundante, previsível e de baixo custo, requisitos esses que são amplamente atendidos quando combinados com o regime fiscal competitivo e a flexibilidade operacional oferecida pelas ZPEs.

Figura 29 – Potenciais incentivos em diferentes esferas governamentais.



Fonte: (ZPE BRASIL, s.d.).

Atualmente, o Brasil conta com 12 ZPEs autorizadas pelo CZPE, das quais apenas duas encontram-se em operação. No Nordeste, as ZPEs de Pecém (CE), Suape (PE) e Parnaíba (PI) aproveitam a vantagem estratégica de estarem integradas a portos industriais e a uma infraestrutura logística completa, facilitando a exportação. A proximidade entre esses distritos industriais e os principais polos de geração renovável do país reforça o papel do Nordeste como eixo central na atração de cadeias produtivas eletrointensivas e orientadas à exportação. A Figura 30 apresenta a localização estratégica das ZPEs situadas no Nordeste, destacando que Pecém e Parnaíba são atualmente as duas únicas zonas em operação.

Figura 30 – ZPEs no Nordeste do Brasil.



Fonte: elaboração própria (2025).

A partir dessa análise, observa-se que as ZPEs representam um instrumento crucial para a atração de indústrias eletrointensivas orientadas à exportação, sobretudo em regiões com elevada disponibilidade de energia renovável e infraestrutura portuária estratégica, como o Nordeste. No entanto, a consolidação desses polos industriais depende não apenas desses regimes tributários atrativos e de vantagens locais, mas também de uma infraestrutura elétrica robusta, capaz de assegurar o fornecimento contínuo, estável e competitivo de energia. Nesse sentido, o próximo Capítulo aprofunda os principais elementos da rede de transmissão, a questão do escoamento da geração e as restrições operativas que influenciam diretamente a viabilidade e o desempenho desses novos empreendimentos eletrointensivos.

4.2 Infraestrutura Elétrica e Integração com a Rede

A implantação de cargas eletrointensivas de baixo carbono no Brasil exige uma infraestrutura elétrica capaz de garantir confiabilidade, qualidade de energia e adequado escoamento da geração renovável. Nos últimos anos, o aumento da

participação de fontes eólica e solar, combinado ao crescimento e expansão dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs), ampliou a complexidade do planejamento e da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Este Capítulo aborda os principais desafios e condicionantes dessa integração, incluindo a capacidade de transmissão, as restrições operativas que resultam em *curtailment* e os requisitos de qualidade de energia aplicáveis a grandes consumidores. Tais elementos são fundamentais para compreender as oportunidades e limitações associadas ao desenvolvimento da nova indústria de baixo carbono no país.

4.2.1 Transmissão e Escoamento da Geração

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é atualmente dividido em quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte, conforme apresentado na Figura 31. As interconexões entre esses subsistemas ocorrem por meio da malha de transmissão, que é composta por linhas de transmissão, subestações, transformadores, equipamentos de compensação reativa (bancos de capacitores e reatores) e dispositivos de controle de fluxo de potência que, em conjunto, asseguram a operação segura e integrada do sistema elétrico brasileiro. Essa infraestrutura permite o escoamento da geração e o intercâmbio de energia elétrica entre as diversas regiões do país, contribuindo para maior flexibilidade operativa e segurança de suprimento.

Figura 31 – Interligação entre subsistemas do SIN.



Fonte: (VALUATA, s.d.).

De acordo com o Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2025, publicado EPE, o Brasil incorporou aproximadamente 4 mil km de novas linhas de transmissão em 2024, totalizando mais de 176 mil quilômetros de extensão instalada até dezembro de 2024. No mesmo período, o MME reportou a adição de aproximadamente 19,2 mil MVA de capacidade de transformação, reforçando a robustez e a capacidade de atendimento do sistema. Vale ressaltar que, além de suprir a demanda elétrica nacional, o sistema de transmissão desempenha papel fundamental ao interligar os submercados, contribuindo para a equalização dos preços de energia por meio da mitigação de gargalos de transmissão e permitindo o despacho otimizado do parque gerador (EPE, 2025).

Apesar do avanço contínuo da infraestrutura de transmissão, o SIN enfrenta desafios significativos relacionados à disponibilidade de margem de escoamento, especialmente nas regiões que concentram altos volumes de geração renovável, como o Nordeste. A elevada expansão de projetos eólicos e solares, muitas vezes superior ao ritmo de expansão da rede, tem resultado em saturação dos sistemas de transmissão e restrições operativas. Essa limitação impacta diretamente o ambiente

de negócios, elevando o risco percebido por investidores e reduzindo a atratividade de novos empreendimentos em áreas onde, contraditoriamente, o potencial renovável é mais abundante. Além disso, a falta de capacidade firme de escoamento acarreta maior incerteza no fluxo de caixa dos projetos, influenciando a precificação dos contratos de compra de energia de longo prazo (PPAs) e podendo levar ao adiamento de decisões de investimento em regiões estratégicas para a transição energética do país.

Nesse contexto, a insuficiência de margem no sistema de transmissão não apenas restringe o crescimento sustentável do parque gerador, como também antecipa problemas operativos que se agravam à medida que fontes de geração variáveis se tornam predominantes no sistema. Um desses problemas é a necessidade crescente de limitar a produção de usinas renováveis devido a restrições de rede, fenômeno conhecido como *curtailment*, que será detalhado no próximo Capítulo.

4.2.2 *Curtailment*

O termo *curtailment* refere-se ao corte ou redução forçada da geração de energia elétrica quando a produção disponível excede a capacidade de consumo ou de escoamento pelas instalações de transmissão. Esse fenômeno tem ganhado destaque no Brasil no contexto recente da transição energética, especialmente devido à rápida expansão da geração renovável variável, predominantemente eólica e solar, que por suas características de intermitência e elevada variabilidade ao longo do dia, se tornou o grupo de usinas mais frequentemente sujeito a esse tipo de restrição (ONS, 2025).

Vale ressaltar que, a transformação na dinâmica de operação do sistema tem sido acentuada também pela expansão acelerada dos REDs, denominados de micro e minigeração distribuída (MMGD). Esse tipo de geração, instalada na rede de distribuição e operando fora do escopo de supervisão direta do ONS, introduz maior incerteza sobre a real demanda líquida do sistema e intensifica o desequilíbrio entre carga e geração, ampliando a necessidade de restrições em momentos de baixa demanda ou de elevado despacho renovável.

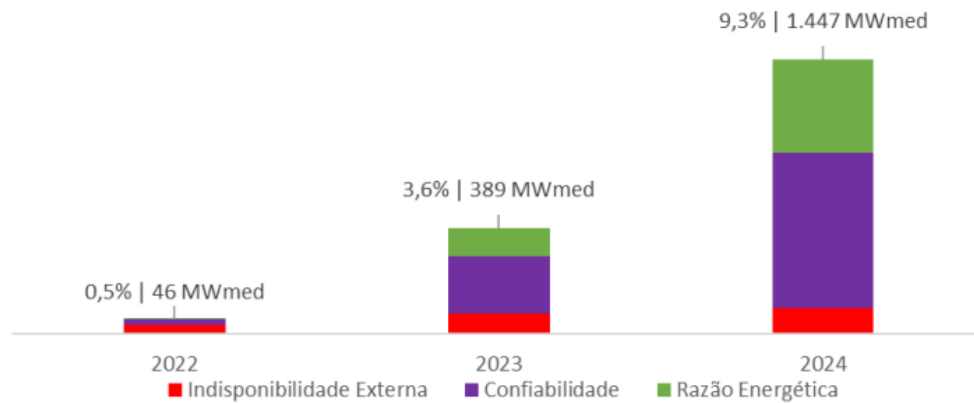
Um marco relevante para esse debate ocorreu em 15 de agosto de 2023, quando uma perturbação no Sistema Interligado Nacional evidenciou fragilidades nos modelos de previsão e no controle de tensão e potência reativa de usinas eólicas e fotovoltaicas durante a contingência. Posteriormente, constatou-se que os modelos dinâmicos fornecidos pelos agentes proprietários de usinas estavam significativamente divergentes do comportamento real observado. Esse evento motivou uma ampla revisão dos modelos de eólicas e fotovoltaicas na base de dados do ONS, de modo a permitir novos estudos de estabilidade com maior fidelidade às condições reais do sistema.

Por parte do ONS, foram necessários diversos estudos sobre o tema e ações que visavam garantir uma operação segura do sistema. Dessa forma, com os dados e modelos atualizados verificou-se que seria necessário reduzir a capacidade de escoamento em determinadas condições operativas, o que resultou em um aumento do volume de *curtailment* aplicado como medida preventiva para preservar a confiabilidade e a segurança operativa do SIN (ONS, 2025). Nesse sentido, o ONS passou a classificar as restrições de geração em três categorias principais:

1. Indisponibilidade Externa: Decorrentes de limitações operacionais externas às usinas;
2. Confiabilidade: Restrições necessárias para atender aos requisitos de segurança do sistema;
3. Razão Energética: Motivadas por sobre oferta de energia, ou seja, quando a geração excede a demanda.

Vale ressaltar que, durante os últimos anos houve um aumento significativo nos cortes associados à confiabilidade e à indisponibilidade externa, enquanto as restrições por razão de demanda energética se mantiveram equilibradas e distribuídas entre as diferentes fontes de geração despachadas pelo ONS. A Figura 32 mostra a evolução dessas restrições ao longo dos anos de 2022 a 2024.

Figura 32 – Evolução do *curtailment* por tipo (2022-2024).



Paralelamente, a geração estimada pela MMGD alcançou um valor máximo de 23.741 MWmed em 2024 (ONS, 2025). Considerando que esse tipo de geração não é despachável nem controlada pelo ONS, sua participação crescente intensifica a assimetria entre geração e carga e agrava a severidade das restrições aplicadas às fontes renováveis centralizadas, que acabam arcando com o ajuste necessário para manter o equilíbrio do sistema.

4.2.3 Parâmetros Elétricos e Qualidade de Energia em Consumidores Eletrointensivos

A operação de consumidores eletrointensivos, como plantas de hidrogênio verde, *data centers* e indústrias siderúrgicas de baixo carbono, exige controle dos parâmetros elétricos fundamentais para a manutenção do nível de qualidade da energia elétrica fornecida. Esses parâmetros determinam o desempenho, a confiabilidade e a eficiência dos sistemas produtivos, sendo também decisivos para a estabilidade da rede elétrica em contextos de elevada penetração de geração renovável variável.

O desempenho elétrico de consumidores eletrointensivos é definido por parâmetros fundamentais como tensão, corrente, potência ativa e reativa, fator de potência, distorções harmônicas de corrente provenientes da sua operação. A

manutenção da tensão senoidal dentro dos limites de magnitude e frequência nominal, 60 Hz no Brasil, é essencial para garantir a estabilidade e o funcionamento adequado de cargas sensíveis, evitando falhas operacionais decorrentes de variações na qualidade da energia (DUGAN et al., 2012). Na sequência, são apresentados e discutidos os principais parâmetros, de acordo com sua relevância para a análise proposta.

O fator de potência é um dos principais indicadores de eficiência energética, pois expressa a eficiência de um sistema elétrico em converter a energia elétrica em trabalho útil, ou seja, a razão entre potência ativa e aparente. Adicionalmente, um baixo fator de potência relaciona-se com perdas elétricas e elevado fluxo da potência reativa pelas linhas e demais equipamentos, resultando em perdas elétricas que devem ser reduzidas.

Atualmente, consumidores de grande porte, especialmente aqueles conectados em níveis elevados de tensão, podem se conectar diretamente à Rede Básica do SIN, estando, nesses casos, sujeitos aos Procedimentos de Rede. Independentemente do nível de conexão, quando tais instalações atuam como carga, devem atender aos requisitos de qualidade de energia estabelecidos pela ANEEL, em especial ao limite mínimo de fator de potência de 0,92, conforme disposto no PRODIST. Esse requisito é fundamental para reduzir perdas elétricas na fronteira de conexão e garantir uma operação mais eficiente e estável do sistema de transmissão.

O fenômeno de *flicker*, ou cintilação luminosa, está historicamente associado à resposta de lâmpadas incandescentes às variações dinâmicas de tensão, especialmente quando essas oscilações ocorrem em frequências inferiores a 20 Hz, resultando em alterações perceptíveis no brilho. Em termos técnicos, o *flicker* decorre de variações rápidas e repetitivas no valor eficaz (RMS) da tensão, geradas por cargas cuja potência flutua de maneira significativa e em curtos intervalos de tempo. No contexto das cargas de grande porte analisadas neste trabalho, a preocupação com esse fenômeno é relevante. Embora os fornos a arco elétrico sejam amplamente reconhecidos como fontes clássicas de *flicker*, outros equipamentos presentes nos novos empreendimentos eletrointensivos também podem provocar variações abruptas de tensão. Motores de alta potência associados a sistemas de tratamento e bombeamento de água em plantas de hidrogênio, bem como partidas de compressores e equipamentos de climatização em data centers, são exemplos de

cargas capazes de induzir cintilações perceptíveis na rede. Esses efeitos reforçam a necessidade de estudos detalhados de desempenho dinâmico e de soluções específicas de mitigação para garantir a operação estável e compatível com os limites normativos vigentes.

Embora as lâmpadas incandescentes tenham sido proibidas no Brasil, o parâmetro de *flicker* permaneceu como um indicador essencial para a avaliação da qualidade da energia elétrica. Atualmente, ele continua sendo utilizado por meio dos índices Pst (*short-term flicker severity*, avaliado em intervalos de 10 minutos) e Plt (*long-term flicker severity*, avaliado em 2 horas), que compõem os referenciais normativos aplicados ao desempenho das redes elétricas. Para compreender o impacto do *flicker*, é fundamental analisar o comportamento dinâmico de operação das cargas de grande porte. No caso dos *data centers*, por exemplo, torna-se necessário observar tanto os padrões de funcionamento dos sistemas computacionais quanto as variações de demanda associadas aos sistemas de climatização, que podem provocar rápidas flutuações de tensão. Esse entendimento é determinante para o correto enquadramento regulatório e para o desenvolvimento de soluções que minimizem impactos perceptíveis à rede.

A distorção da forma de onda de tensão decorre do acionamento de equipamentos não lineares, que alteram o formato da corrente elétrica fornecida pelo sistema. Essas correntes distorcidas, ao circularem pela rede, acabam provocando deformações na própria tensão no ponto de conexão. Em sistemas elétricos modernos, preservar uma onda de tensão o mais próxima possível da senoidal é essencial para garantir a operação segura do sistema e a integridade dos equipamentos conectados. No contexto deste trabalho, as cargas associadas aos novos empreendimentos baseados em energia renovável, em sua maioria dotadas de conversores, retificadores e eletrônica de potência, tendem a introduzir componentes harmônicas relevantes, contribuindo para a distorção harmônica e exigindo cuidados específicos de mitigação conforme os referenciais normativos vigentes.

Para mitigar esse tipo de problema, é essencial analisar a distorção harmônica de corrente associada a cada equipamento e ao seu modo de operação, de modo a simular o fluxo das harmônicas na rede e verificar se poderão gerar níveis de distorção acima dos limites aceitáveis. Um dos principais indicadores utilizados é a Distorção Harmônica Total de Tensão (THD-v), que expressa o desvio da forma de onda em

relação à senoidal ideal, ou seja, a razão entre o valor RMS de todas as componentes harmônicas e o valor RMS da componente fundamental. Além disso, torna-se necessário comparar as amplitudes individuais das harmônicas com os limites normativos vigentes, diferenciando componentes pares e ímpares, dado o impacto distinto que podem causar no desempenho e na integridade do sistema elétrico.

A variação de tensão é um dos principais aspectos a serem avaliados na conexão de grandes blocos de carga. No contexto deste trabalho, as cargas de grande porte analisadas podem, de fato, provocar alterações significativas tanto nos níveis de tensão em regime permanente quanto nas variações dinâmicas, incluindo flutuações rápidas que resultam em fenômenos como o *flicker*.

As variações dinâmicas de tensão englobam afundamentos, elevações e interrupções, classificadas de acordo com sua duração e magnitude. Dado o porte dos equipamentos, suas potências elevadas e o caráter particular de seus modos de operação, torna-se essencial realizar a modelagem adequada de cada unidade consumidora. Isso permite avaliar corretamente como essas variações se comportam e se propagam pelo sistema elétrico. Além disso, será necessário investigar a capacidade de controle de tensão da rede após a inserção desses consumidores, de modo a identificar eventuais necessidades de reforços, ajustes operacionais ou inclusão de sistemas compensadores. Essa etapa é fundamental para assegurar que a operação do sistema elétrico permaneça dentro dos limites regulatórios e mantenha padrões adequados de qualidade de energia.

As variações de tensão transitórias estão associadas a eventos de curta duração, como a energização de grandes cargas, operações de manobra, chaveamento de bancos de capacitores, comutação de transformadores ou mesmo descargas atmosféricas. No contexto dos empreendimentos analisados neste trabalho, é importante destacar que, embora essas cargas principais nem sempre sejam as responsáveis diretas por tais fenômenos, os equipamentos auxiliares necessários à sua operação, como transformadores de potência, bancos de capacitores para compensação de reativo e filtros harmônicos, podem desencadear esse tipo de distúrbio. Em casos específicos, esses processos podem inclusive favorecer a ocorrência de interação simpática entre transformadores, um fenômeno raro no qual transformadores operando em paralelo trocam energia magnética de maneira não intencional, resultando em sobretensões transitórias e comportamentos

anômalos no sistema (BRONZEADO, 2001). Assim, ainda que as cargas eletrointensivas não sejam, por si só, as principais fontes dessas variações, a infraestrutura associada à sua integração pode contribuir para a manifestação desses eventos, tornando essencial uma avaliação criteriosa de sua inserção na rede elétrica.

A diferença entre as amplitudes de fase em sistemas trifásicos ocorre, em geral, devido à conexão de cargas desequilibradas, sendo recomendado que esse desequilíbrio permaneça abaixo de 2%. No contexto das cargas analisadas neste trabalho, esse efeito tende a ser pouco significativo, uma vez que os equipamentos principais normalmente são projetados e instalados de forma equilibrada entre as fases, reduzindo a probabilidade de assimetrias relevantes no sistema.

Os fenômenos anteriormente descritos constituem um duplo desafio para os novos consumidores eletrointensivos. De um lado, impactam diretamente a produtividade, a confiabilidade e a segurança de seus processos, que são contínuos, automatizados e extremamente sensíveis a variações momentâneas de tensão ou frequência. De outro, esses próprios consumidores podem se tornar geradores das mesmas distorções que os afetam, uma vez que suas instalações concentram elevado número de cargas não lineares e equipamentos eletrônicos de potência.

No contexto brasileiro, a regulação da qualidade da energia elétrica e do desempenho das instalações conectadas ao SIN é estabelecida principalmente pelos Procedimentos de Rede do ONS e pelos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Entre os documentos do ONS, destaca-se o Submódulos 2.9 – Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica, que define os critérios técnicos e os limites de desempenho elétrico para os agentes conectados ao sistema da rede básica. Tais critérios se aplicam a consumidores eletrointensivos, abrangendo desde *data centers* e autoprodutores até grandes complexos industriais, como os dedicados à produção de hidrogênio verde, *e-fuels* e à atividade siderúrgica. Complementarmente, o Módulo 8 do PRODIST, publicado pela ANEEL, representa um referencial normativo essencial para o sistema de distribuição, estabelecendo limites de variação de tensão, fator de potência, distorção harmônica e continuidade de serviço para consumidores conectados em tensões de até 230 kV.

De modo geral, os empreendimentos e instalações industriais de grande porte analisados ao longo trabalho tendem a se comportar predominantemente como cargas não lineares e variáveis, uma vez que seus processos operam com conversores eletrônicos, retificadores, sistemas UPS, fornos eletrointensivos e diversos dispositivos de controle eletrônico. Esses equipamentos podem introduzir distorções harmônicas, desequilíbrios e flutuações de tensão no sistema elétrico.

Nas plantas de hidrogênio verde (H_2V), conforme detalhado no Capítulo 3.2, os eletrolisadores de grande porte constituem o principal bloco de carga, acompanhado por uma demanda elétrica adicional associada às etapas de pré-tratamento, purificação e polimento da água, realizadas por sistemas de osmose reversa e outras unidades auxiliares. O processo de eletrólise demanda corrente contínua de elevada intensidade, obtida a partir de retificadores controlados e inversores de potência, que introduzem harmônicos de ordens ímpares e flutuações de tensão devido à modulação da corrente de saída. A Tabela 6 sumariza os principais impactos associados aos diferentes tipos de retificadores empregados em plantas de hidrogênio verde.

Tabela 6 – Características dos tipos de retificadores.

Tipo de Retificador	Fator de Potência	Controle sobre Fator de Potência	Impacto nas Distorções Harmônicas	Características
Retificadores com Diodos	Baixo (indutivo)	Nenhum	Alto	Não possui controle sobre o fator de potência, com grande necessidade de compensação reativa e filtragem das distorções harmônicas.
Retificadores com Tiristores	Moderado a Baixo (indutivo)	Limitado	Alto	Necessitam de compensação de potência reativa e não fornecem suporte de tensão diretamente; controle limitado e necessidade de filtros harmônicos.
Conversores VSC com IGBT	Alto (ajustável)	Total	Baixo	Permite o controle de potência reativa, regulação de tensão, resposta rápida em contingências, e fornecimento de serviços de regulação de frequência.

Fonte: (ONS, 2024).

Na indústria siderúrgica verde, a operação intermitente e altamente dinâmica dos fornos a arco elétrico provoca variações intensas na corrente elétrica, resultando em flutuações de tensão capazes de gerar níveis elevados de *flicker* perceptível, tanto no sistema elétrico da própria planta quanto na rede à qual ela está conectada. Além disso, o arco elétrico constitui uma carga fortemente não linear, responsável pela emissão de harmônicos de ordens elevadas e pela introdução de desequilíbrios significativos entre fases, especialmente durante as etapas de fusão e refino do aço.

De maneira similar, as plantas de *e-fuels* que empregam equipamentos elétricos de grande potência, como reatores, conversores e motores elétricos, também tendem a provocar fenômenos característicos de cargas dinâmicas e eletronicamente controladas. Entre eles, destacam-se o efeito *flicker*, a geração de harmônicos e os desequilíbrios de tensão. Essas distorções devem também ser limitados pelos mesmos referenciais normativos, baseados na IEC 61000, que estabelece parâmetros para o desequilíbrio de tensão máximo e define os limites de Pst e Plt. Enquanto a IEEE 519 trata especificamente dos limites de distorção harmônica permitidos em sistemas elétricos, conforme sumariza a Tabela 7.

Tabela 7 – Resumo de exigências aplicadas a grandes consumidores.

Indicador	Norma de Referência	Limite Típico	Observações
Distorção Harmônica Total de Tensão (THDv)	IEEE 519-2014	5%	Para sistemas de média tensão (1 kV a 69 kV). Limite cai para 2.5% em sistemas > 161 kV.
Distorção Harmônica Individual de Tensão	IEEE 519-2014	3%	Para harmônicas de ordem ímpar não múltiplas de 3 em média tensão. Limites são mais rigorosos para ordens mais altas.
Short-Term Flicker Severity (Pst)	IEC 61000 e PRODIST	1,0	Valor percentil 95% (avaliado em 10 minutos).
Long-Term Flicker Severity (Plt)	IEC 61000 e PRODIST	0,8	Valor percentil 95% (avaliado em 2 horas).
Desequilíbrio de Tensão	IEC 61000 e PRODIST	2,0%	Um limite de 3% é frequentemente usado como um máximo absoluto.
Fator de Potência (FP)	PRODIST / Res. ANEEL 1147	0,92 (indutivo)	Valor médio mensal, calculado a cada intervalo de 1 minuto. Mantido indutivo ou capacitivo.

Fonte: adaptado de (IEEE 519; IEC61000; ONS, 2025).

Se tratando da tipologia de carga associada a *data centers* de grande porte, ressalta-se a extrema sensibilidade dos equipamentos utilizados em relação a continuidade e estabilidade do suprimento de energia. O que justifica o uso de redundâncias no sistema de alimentação, como os UPS e geradores de *backup*, detalhados no Capítulo 3.1.2.4. Nesse contexto, interrupções momentâneas, afundamentos de tensão (*sags*) e elevações temporárias (*swells*) podem gerar desligamentos abruptos e perda de dados (DATA CENTER FRONTIER, 2020). Outro consumo relevante, é o sistema de refrigeração para manter os sistemas computacionais operacionais. A Tabela 8 apresenta tipos de problemas de qualidade e energia possíveis impactos causados à infraestrutura de *data centers*.

Tabela 8 – Tipos de distúrbios na rede e principais impactos em *data centers*.

Tipo	Descrição Resumida	Impacto Potencial em <i>Data Centers</i>
Interrupções	Perda total da tensão de alimentação (instantânea, momentânea ou sustentada).	Perda ou corrupção de dados; falha temporária do sistema de refrigeração até o acionamento do gerador.
Afundamento/Subtensão (Sag/Undervoltage)	Redução temporária da tensão CA por até 1 s; subtensão prolongada por vários segundos.	Afeta compressores e equipamentos motorizados; risco de desligamento de servidores.
Elevação/Sobretensão (Swell/Overvoltage)	Aumento repentino da tensão CA.	Danos potenciais em sistemas elétricos, mecânicos e de TI.
Distorção da Forma de Onda	Imperfeições na senóide: harmônicos, picos ou recortes de tensão/corrente.	Introduz ruído e instabilidade em equipamentos de rede e TI; pode afetar a saída dos UPS.
Variações de Frequência	Desvios da frequência nominal (60 Hz).	Afeta motores síncronos e pode levar o UPS a rejeitar a alimentação e operar em bateria.

Fonte: adaptado de (DATA CENTER FRONTIER, 2020).

Embora os *data centers* sejam sensíveis a variações na qualidade de energia, eles também são responsáveis por impactos significativos à estabilidade e qualidade da rede elétrica à qual estão conectados, especialmente devido a sua natureza como carga de grande porte não-linear. Dessa forma, podem originar poluição harmônica, gerada massivamente por suas fontes chaveadas e sistemas de UPS, que distorcem a forma de onda de tensão e causam superaquecimento em equipamentos da concessionária. Adicionalmente, a operação de seus retificadores pode demandar

elevada potência reativa, sobrecarregando a capacidade de transmissão e ocasionando quedas de tensão. Além disso, a elevada e constante demanda por potência ativa, tensiona a geração e pode exigir melhorias na infraestrutura de rede. Por fim, as rápidas flutuações de carga inerentes à sua operação podem resultar no fenômeno *flicker*.

Diante do exposto, torna-se evidente que a integração de consumidores eletrointensivos à rede elétrica demanda a adoção de soluções de compensação e condicionamento de energia específicas e robustas. Tais medidas são necessárias não apenas para assegurar a qualidade do fornecimento, mas também para mitigar os impactos adversos que os próprios processos desses consumidores podem impor ao sistema.

Em plantas industriais de hidrogênio verde e *data centers*, a operação predominante de retificadores e conversores estáticos de potência gera distorção harmônica significativa e demanda por regulação de tensão precisa. Para essas aplicações, soluções como filtros ativos de potência e sistemas de alimentação ininterrupta (UPS) de dupla conversão mostram-se essenciais, pois garantem a qualidade da forma de onda e a continuidade operacional, isolando as cargas sensíveis de distúrbios provenientes da rede ou gerados internamente.

Para indústrias siderúrgicas que utilizam fornos a arco elétrico, os desafios são distintos, caracterizados por flutuações extremamente rápidas e de grande magnitude na demanda de potência reativa. Neste contexto, a compensação dinâmica e instantânea provida por dispositivos FACTS, notadamente os compensadores síncronos estáticos, configura-se como uma solução tecnicamente mais eficaz devido à sua alta velocidade de resposta e capacidade de injeção de reativos independentemente do nível de tensão da rede.

Por fim, em unidades de produção de *e-fuels* e complexos industriais com grandes motores de indução e cargas cíclicas, a gestão de potência reativa e o controle de sobretensões são primordiais. Nesses cenários, bancos de capacitores chaveados a tiristores e compensadores estáticos de reativos oferecem suporte reativo graduável, enquanto transformadores com comutação sob carga e com projetos especiais de blindagem contribuem para a redução de desequilíbrios de tensão. Adicionalmente, a integração de BESS surge como uma tecnologia versátil,

capaz de fornecer suporte para a suavização de rampas de carga, estabilização de frequência e aumento da resiliência energética geral da instalação.

5 CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

A análise desenvolvida ao longo deste trabalho evidencia que o Brasil reúne um conjunto de características que o posiciona de forma estratégica no cenário contemporâneo de transição energética e industrial global. Por possuir uma matriz elétrica majoritariamente renovável associada a um vasto potencial de geração hídrica, solar e eólica, o país se destaca como destino atrativo para a instalação de novos empreendimentos eletrointensivos de baixo carbono. A atração desses investimentos, além de fomentar o fortalecimento e competitividade da indústria brasileira, contribui diretamente para o cumprimento das metas climáticas e para o avanço das políticas de descarbonização e preservação do meio ambiente. Outro fator relevante é o potencial de geração de empregos qualificados e de incentivo ao desenvolvimento científico e tecnológico, por meio de atividades de P&D, formação de mão de obra e parcerias institucionais.

Por outro lado, fica evidente que ainda existem barreiras significativas a serem superadas. A ausência de um arcabouço regulatório sólido e adequado às particularidades desses novos setores, limita a previsibilidade necessária para investidores. Desse modo, a adoção de incentivos fiscais, bem como de programas que priorizem produtos oriundos de cadeias produtivas mais limpas, torna-se essencial para fortalecer a competitividade das empresas e assegurar sua inserção no mercado atual. Outro desafio relevante para o Brasil diz respeito às limitações da infraestrutura de transmissão e aos recorrentes cortes de geração, que têm se intensificado nos últimos anos e acabam desestimulando investimentos em novos projetos de energia renovável. Além disso, a manutenção adequada dos níveis de qualidade de energia torna-se cada vez mais crítica diante da conexão de cargas complexas e sensíveis, exigindo reforços técnicos que assegurem a operação estável do sistema.

Conclui-se, portanto, que a consolidação do Brasil como destino global para indústrias eletrointensivas de baixo carbono depende de um conjunto de ações multisetoriais. Tais ações abrangem tanto o aprimoramento dos marcos regulatórios e o desenvolvimento de uma regulamentação robusta para esses setores, quanto a modernização e expansão da infraestrutura elétrica nacional, especialmente do sistema de transmissão, de modo a viabilizar a integração de novos projetos de

geração. Dessa forma, cria-se um ambiente favorável à atração e viabilização de consumidores eletrointensivos, como *data centers* de grande porte, projetos de hidrogênio verde e seus derivados, *e-fuels*, produção de aço verde, entre outros. Assim, o Brasil poderá se destacar no cenário internacional e assumir um papel estratégico na expansão da energia limpa e na adoção de metodologias industriais sustentáveis.

5.1 Trabalhos Futuros

O presente estudo concentrou-se nos aspectos técnico-regulatórios que influenciam a expansão da geração centralizada a partir de fontes renováveis no Brasil. No entanto, a inserção desses empreendimentos envolve também dimensões financeiras e econômicas que merecem investigação aprofundada. E considerando que muitas das tecnologias emergentes analisadas ainda apresentam custos elevados e exigem cadeias logísticas complexas, torna-se essencial avaliar sua viabilidade sob uma perspectiva econômico-financeira.

Assim, para trabalhos futuros, recomenda-se o desenvolvimento de análises detalhadas sobre custos de investimento (CAPEX), despesas operacionais (OPEX), competitividade frente a alternativas convencionais, modelos de negócio aplicáveis ao contexto brasileiro e potenciais mecanismos de financiamento e mitigação de risco.

REFERÊNCIAS

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. *Balanço Energético Nacional 2025: Ano-base 2024*. Rio de Janeiro: EPE, 2025. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional>>. Acesso em: 25 set. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. *Roadmap tecnológico de hidrogênio: fundamentos, desafios e oportunidades para o Brasil*. Rio de Janeiro: EPE, 2023. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-899/Roadmap%20H2%20-%20EPE-PTI%20-%20Tecnologia%20\(VF\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-899/Roadmap%20H2%20-%20EPE-PTI%20-%20Tecnologia%20(VF).pdf)>. Acesso em: 15 out. 2025.

EPE. Caderno de Demanda de Eletricidade – PDE 2035. Rev. 14 set. 2025. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/.../publicacao-894/PDE%202035_Caderno_Demanda_Eletricidade_rev_mme_20250914.pdf>. Acesso em: 28 set. 2025.

INSTITUTE FOR SUNSTAINABLE PROCESS TECHNOLOGY. A One-GigaWatt GreenHydrogen Plant: Advanced Design and Total Installed-Capital Costs, 2022. Disponível em: <<https://ispt.eu/publications/a-one-gigawatt-green-hydrogen-plant/>>. Acesso em: 15 out. 2025. Disponível em: <<https://ispt.eu/publications/a-one-gigawatt-green-hydrogen-plant/>>. Acesso em: 24 out. 2025.

BZOVSKY, Igor; KUDRIAVTSEV, Serhii. *Optimization of the electric power consumption in industrial systems under the transition to renewable energy sources*. *Periodica Polytechnica Electrical Engineering and Computer Science*, Budapest: Budapest University of Technology and Economics, v. 68, n. 1, p. 69–77, 2024. Disponível em: <<https://pp5.omikk.bme.hu/ch/article/view/38170/22634>>. Acesso em: 17 out. 2025.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI. *A importância da indústria para o Brasil*. Brasília, 2025. Atualizado em: março de 2025. Disponível em: <https://static.portaldaindustria.com.br/media/filer_public/b2/70/b27009a8-5332-4203-9c73-b1a523d1f56b/flyer_a_importancia_da_industria_no_brasil_geral_marco2025.pdf>. Acesso em: 15 out. 2025.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION – EIA. *Hydrogen explained – Hydrogen is the simplest element. Each atom of hydrogen has only one proton. Hydrogen is also the most abundant element in the universe...*. Washington, D.C.: EIA, [s.d.]. Disponível em: <<https://www.eia.gov/energyexplained/hydrogen/>>. Acesso em: 15 out. 2025.

UNIÃO EUROPEIA. *Directive (EU) 2023/2413 of the European Parliament and of the Council of 18 October 2023 amending Directive (EU) 2018/2001, Regulation (EU) 2018/1999 and Directive 98/70/EC as regards the promotion of energy from renewable sources, and repealing Council Directive (EU) 2015/652*. *Official Journal of the European Union, L 310*, 31 Oct. 2023. Disponível em: <<https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2023/2413/oj/eng>>. Acesso em: 20 out. 2025.

GEMMO, Alessandro; LEE, Tessa; BARRETT, Rachel; et al. *European Renewable Energy Directive (RED III): updated ambitious targets to boost the renewable energy market*.

Sustainable Futures – Linklaters Knowledge Portal, 10 dez. 2023. Disponível em: <<https://sustainablefutures.linklaters.com/post/102ipy5/european-renewable-energy-directive-red-iii-updated-ambitious-targets-to-boost>>. Acesso em: 17 out. 2025.

BRASIL. Ministério de Portos e Aeroportos. *Complexo do Pecém (CE) abriga os primeiros projetos de hidrogênio verde do Brasil*. Brasília, 18 set. 2025. Disponível em: <<https://www.gov.br/portos-e-aeroportos/pt-br/assuntos/noticias/2025/09/complexo-do-pecem-ce-abriga-os-primeiros-projetos-de-hidrogenio-verde-do-brasil>>. Acesso em: 24 out. 2025.

BRASILAGRO. *Brasil tem US\$ 30 bi em projetos de hidrogênio verde, calcula BNDES*. 30 set. 2024. Disponível em: <<https://www.brasilagro.com.br/conteudo/brasil-tem-us-30-bi-em-projetos-de-hidrogenio-verde-calcula-bndes.html>>. Acesso em: 16 out. 2025.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. *Global Hydrogen Review 2022*. Paris: IEA, 2022. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>>. Acesso em: 14 out. 2025.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Energy and AI – Analysis. Paris: IEA, 2025. Disponível em: <<https://iea.blob.core.windows.net/assets/601eac9-ba91-4623-819b-4ded331ec9e8/EnergyandAI.pdf>>. Acesso em: 20 out. 2025.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). *Electricity 2025*. Paris: IEA, 2025. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/electricity-2025>>. Acesso em: 19 out. 2025.

INSTACLUSTER. *Data Center Infrastructure: 5 Key Components and Best Practices*. [S.l.]: Instacluster, s.d. Disponível em: <<https://www.instacluster.com/education/data-architecture/data-center-infrastructure-5-key-components-and-best-practices/>>. Acesso em: 14 out. 2025.

SCHNEIDER ELECTRIC. *Data Center Power Infrastructure: Design and Redundancy*. [S.l.]: Schneider Electric, s.d. Disponível em: <<https://www.se.com/>>. Acesso em: 22 out. 2025.

FAPESP. *Eficiência energética em data centers: desafios e oportunidades*. São Paulo: FAPESP, 2025. Disponível em: <<https://revistapesquisa.fapesp.br/>>. Acesso em: 25 out. 2025.

TELEGEOGRAPHY. *Submarine Cable Map*. [S.l.]: TeleGeography, 2025. Disponível em: <<https://www.submarinecablemap.com/>>. Acesso em: 29 out. 2025.

BRONZEADO, Herivelto de Souza. Impacto da interação simpática (Sympathetic Interaction) entre transformadores na qualidade da tensão. Recife: CHESF, 2001.

EUROPEAN COMMISSION. Directive (EU) 2023/2413 of the European Parliament and of the Council of 18 October 2023 on the promotion of the use of energy from renewable sources (RED III). Official Journal of the European Union, Brussels, 2023.

INTERNATIONAL CIVIL AVIATION ORGANIZATION (ICAO). CORSIA Eligible Fuels – Life Cycle Assessment Methodology. 7th ed. Montreal: ICAO, 2023.

INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION (IMO). IMO 2023 Greenhouse Gas Strategy. London: IMO, 2023.

EUROPEAN PARLIAMENT. Greenhouse gas emissions from transport in Europe. Brussels, 2022. Disponível em: <https://www.europarl.europa.eu/resources/library/images/20220603PHT32170/20220603PHT32170_original.jpg>. Acesso em: 22 out. 2025.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). The Role of E-fuels in Decarbonising Transport. Paris: IEA, 2024. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/the-role-of-e-fuels-in-decarbonising-transport>>. Acesso em: 25 nov. 2025.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5°C Goal in Reach. Paris: IEA, 2023.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). World Energy Transitions Outlook 2023. Abu Dhabi: IRENA, 2023.

DNV. Maritime Forecast to 2050 – Energy Transition Outlook. Oslo: DNV, 2024.

AGORA INDUSTRY. Power-to-X in Industry: Electricity Needs and CO₂ Sources. Berlin: Agora Energiewende, 2024.

RSC. Power-to-liquid via synthesis of methanol, DME or Fischer–Tropsch fuels. *Energy & Environmental Science*, v. 13, n. 12, p. 4715–4758, 2020. Disponível em: <<https://pubs.rsc.org/en/content/articlehtml/2020/ee/d0ee01187h>>. Acesso em: 19 nov. 2025.

EFUEL ALLIANCE. Facts and Figures about E-Fuels. Berlin: eFuel Alliance, s.d.

BRASIL. Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007. Institui o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI). *Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, 18 jun. 2007.

BRASIL. Lei nº 14.993, de 30 de setembro de 2024. Altera e consolida diretrizes para combustíveis sustentáveis, institui o Programa Combustível do Futuro. *Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, 1 out. 2024.

BRASIL. Lei nº 14.948, de 30 de setembro de 2024. Institui o Regime Especial de Incentivos à Produção de Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (REHIDRO). *Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, 1 out. 2024.

BRASIL. Medida Provisória nº 1.318, de 17 de setembro de 2025. Institui o Regime Especial de Tributação para Serviços de Data Center. *Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, 18 set. 2025.

UNIÃO EUROPEIA. Regulation (EU) 2023/956 of the European Parliament and of the Council of 10 May 2023 — establishing a Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM). *Official Journal of the European Union*, L 130, 16 May 2023.

BRASIL. Projeto de Lei nº 4.516/2023. Altera o Programa Combustível do Futuro para instituir os Programas ProBioQAV e PNDV. Brasília, DF, 18 set. 2023.

BRASIL. Projeto de Lei nº 412/2022. Institui o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões (SBCE). Brasília, DF, 15 fev. 2022.

MME. Diretrizes para o Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2). Ministério de Minas e Energia, Brasília, DF, 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-apresenta-ao-cnpe-proposta-de-diretrizes-para-o-programa-nacional-do-hidrogenio-pnh2/APRESENTAOReunioHidrognioSetorPrivado.pdf>>. Acesso em: 23 out. 2025.

EIXOS. Sem incentivos, Brasil fica para trás na corrida pelo aço verde. Diálogos da Transição – Newsletter eixos, 21 maio 2025. Disponível em: <<https://eixos.com.br/newsletters/dialogos-da-transicao/sem-incentivos-brasil-fica-para-tras-na-corrida-pelo-aco-verde/>>. Acesso em: 21 nov. 2025.

IEA. Aluminium – Tracking Clean Energy Progress. Paris: International Energy Agency, 2022.

IEA. Energy Technology Perspectives 2023: Electrification in Industry. Paris: International Energy Agency, 2023.

ABAL. Relatório Anual 2024. Associação Brasileira do Alumínio, 2024.

HATCH; IAI. Aluminium Sector: Decarbonization Pathways Report. International Aluminium Institute, 2022.

IEA. Global EV Outlook 2024. Paris: International Energy Agency, 2024.

BNEF. Battery Manufacturing: Energy Consumption and Emissions Analysis. BloombergNEF, 2024.

MDIC. Programa Nova Indústria Brasil (NIB): Eixos e Prioridades. Brasília: Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços, 2024.

McKinsey & Company. Battery 2030: Reshaping the Supply Chain. 2023.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica. Brasília: ANEEL, 2023.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Procedimentos de Rede – Submódulo 2.9: Requisitos Mínimos de Qualidade de Energia Elétrica para Acesso ou Integração à Rede Básica. Rio de Janeiro: ONS, 2023.

IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers. IEEE Std 519-2014: Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems. New York: IEEE, 2014.

IEC – International Electrotechnical Commission. IEC 61000-4-15: Electromagnetic Compatibility (EMC) – Testing and Measurement Techniques – Flickermeter. Geneva: IEC, 2010.

DUGAN, Roger C.; MCGRANAGHAN, Mark F.; SANTOSO, Surya; BEATY, H. Wayne. *Electrical Power Systems Quality*. 2. ed. New York: McGraw-Hill, 2012.

PROCOBRE – Instituto Brasileiro do Cobre. *Harmônicos em Instalações Elétricas*. São Paulo: PROCOBRE, 2016.

DATA CENTER FRONTIER. *Understanding Importance of Power Quality in the Data Center*. Powerside, 2020. Disponível em: <<https://powerside.com/wp-content/uploads/2023/02/Data-Center-Frontier-Special-Report-Power-Quality-in-the-Data-Center.pdf>>. Acesso em: 13 nov. 2025.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME); EPE; ONS; ANEEL. *Planejamento da expansão da transmissão para projetos de hidrogênio*. Apresentação, 2024. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-epe-ons-e-aneel-debatem-o-planejamento-da-transmissao-para-projetos-de-hidrogenio/ApresentaoONSWorkshopHidrogênioDPL.pdf>>. Acesso em: 13 nov. 2025.

EUROFER. *RePowerEU: EU policies must secure energy supply and speed up hydrogen infrastructure to support steel industry's transition, warns EUROFER*. Brussels, 2022. Disponível em: <<https://www.eurofer.eu/press-releases/repowereu-eu-policies-must-secure-energy-supply-and-speed-up-hydrogen-infrastructure-to-support-steel-industrys-transition-warns-eurofer/>>. Acesso em: 2 nov. 2025.

EUROPEAN COMMISSION. *EU climate targets: how to decarbonise the steel industry*. Joint Research Centre, 2022. Disponível em: <https://joint-research-centre.ec.europa.eu/jrc-news-and-updates/eu-climate-targets-how-decarbonise-steel-industry-2022-06-15_en>. Acesso em: 2 nov. 2025.

SCIENCE BASED TARGETS INITIATIVE (SBTi). *Sectoral Decarbonization Approach for the Iron and Steel Sector*. 2023. Disponível em: <<https://sciencebasedtargets.org/sectors/iron-steel>>. Acesso em: 2 nov. 2025.

WORLD ECONOMIC FORUM (WEF). *Net-Zero Industry Tracker 2023*. Geneva: WEF, 2023. Disponível em: <<https://www.weforum.org/publications/net-zero-industry-tracker-2023/>>. Acesso em: 2 nov. 2025.

GLOBAL ENERGY MONITOR. *Global Steel Plant Tracker*. 2024. Disponível em: <<https://globalenergymonitor.org/projects/global-steel-plant-tracker/>>. Acesso em: 2 nov. 2025.

WORLDSTEEL ASSOCIATION. *Steel Statistical Yearbook 2019*. Brussels: World Steel Association, 2019. Disponível em: <<https://worldsteel.org/resources/yearbook/>>. Acesso em: 2 nov. 2025.

SEKER, D.; et al. *Power Quality Issues of Electric Arc Furnace*. *Journal of Electrical Engineering*, v. 68, n. 2, p. 115–122, 2017. Acesso em: 1 nov. 2025.

CGPE COLUMBIA UNIVERSITY CENTER ON GLOBAL ENERGY POLICY. *Low-Carbon Pathways for the Global Steel Industry*. 2021. Disponível em: <<https://www.energypolicy.columbia.edu/>>. Acesso em: 2 nov. 2025.

MINING TECHNOLOGY. Iron Ore in Brazil. 2024. Disponível em: <<https://www.mining-technology.com/data-insights/iron-ore-in-brazil/>>. Acesso em: 2 nov. 2025.