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

BRENDA ESTEFANY MARIA DA SILVA

POTENCIAL DO HIDROGÊNIO VERDE NO BRASIL FRENTE AOS DESAFIOS DA ALTA INTEGRAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS AO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Recife
2024

BRENDA ESTEFANY MARIA DA SILVA

POTENCIAL DO HIDROGÊNIO VERDE NO BRASIL FRENTE AOS DESAFIOS DA ALTA INTEGRAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS AO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

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: Prof. Dr. José Filho da Costa Castro.

Coorientador: Prof. Dr. Pedro André Carvalho Rosas.

Recife
2024

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

Silva, Brenda Estefany Maria da.
Potencial do hidrogênio verde no Brasil frente aos desafios da alta integração de fontes renováveis ao Sistema Interligado Nacional / Brenda Estefany Maria da Silva. - Recife, 2024.
91 p. : il., tab.

Orientador(a): José Filho da Costa Castro
Cooorientador(a): Pedro André Carvalho Rosas
Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Engenharia Elétrica - Bacharelado, 2024.
Inclui referências.

1. hidrogênio verde. 2. transição energética. 3. sistema interligado nacional. 4. ANAREDE. 5. fontes de energia renovável. I. Castro, José Filho da Costa . (Orientação). II. Rosas, Pedro André Carvalho. (Coorientação). IV. Título.

620 CDD (22.ed.)

BRENDA ESTEFANY MARIA DA SILVA

POTENCIAL DO HIDROGÊNIO VERDE NO BRASIL FRENTE AOS DESAFIOS DA ALTA INTEGRAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS AO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

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

Aprovado em: 12/08/2024.

BANCA EXAMINADORA

_____
Prof. Dr. José Filho da Costa Castro (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco - UFPE

_____
Engº e Prof. Msc. Antonio Samuel Neto (Examinador Externo)
Operador Nacional do Sistema Elétrico
Universidade de Pernambuco

_____
Prof. Dr. Douglas Contente Pimentel Barbosa (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco - UFPE

Este trabalho é dedicado à minha querida mãe, pois tudo de bom que sou e faço é graças a ela.

AGRADECIMENTOS

Inicialmente gostaria de agradecer a Deus, pois, sem Ele nada disso seria possível. Não há como não acreditar na Sua Graça na minha vida quando olho o meu caminho e conquistas alcançadas, como a conclusão deste curso. Agradeço por Seus desígnios e providências que me guiam constantemente e por sua infinita misericórdia.

Aos meus pais e familiares pelo apoio incondicional e torcida de sempre.

À minha mãe, por ser a minha maior motivação e a razão de todas as coisas boas que faço. Ela que sempre batalhou para me oferecer as melhores condições de estudo, dentro da nossa realidade. Obrigada por acreditar na educação como agente transformador e, sobretudo, por acreditar em mim. Obrigada por todo o apoio nos dias difíceis, por todo cuidado constante comigo e por ser a minha melhor amiga. Essa conquista é nossa!

Ao Operador Nacional do Sistema Elétrico por ser uma empresa de excelência ao qual tenho o privilégio de pertencer e aprender diariamente. Aos engenheiros da Gerência de Engenharia do Norte e Nordeste, que se dispõem intensivamente em me repassar o conhecimento elevado que possuem e me motivarem na profissão: Antonio, Samuel, Claúdia, Darlanny, Daniel, Dilton, Felipe, Flávia, Rodolfo, Luiz e Pedro. Em especial, gostaria de agradecer imensamente a minha supervisora Flávia Ferreira, ao meu gerente Felipe Sobral e ao meu antigo gerente, Arlindo Lins, por terem me concedido a oportunidade de estágio e por se preocuparem constantemente com a minha evolução.

Às minhas amigas que tive o prazer de dividir apartamento: Ana Júlia, Beatriz, Eliza, Letícia, Soraya e Vitória. Sou muito grata por todo o acolhimento, pelo apoio nos momentos difíceis, pelas risadas e principalmente por suas amizades. Dividir um lar com vocês com certeza foi uma das melhores memórias da graduação.

À Jéssica e Carolina, agradeço muito a Deus por ter nos colocado no mesmo estágio naquela época, pois, o apoio de vocês foi muito crucial em diversos momentos.

A todos os meus amigos da graduação, visto que sem eles a trajetória seria muito mais difícil. Agradeço por toda a ajuda, pelas risadas e momentos compartilhados. Sentirei muitas saudades da graduação, até mesmo das semanas de provas, pois, até

nos dias complicados a amizade de vocês sempre tornou tudo mais leve. Um agradecimento especial a Bianca Melo por tudo e pelo apoio nesta trajetória de TCC e a todos os membros do grupo ‘Time Insolide’.

Ao projeto e toda equipe do P&D *H2GREEN*, pelo conhecimento adquirido durante a pesquisa, pelo apoio financeiro e pelo desenvolvimento científico. Em especial, agradeço ao professor Dr. Douglas Barbosa pela oportunidade concedida e confiança depositada.

Ao Departamento de Engenharia Elétrica da UFPE pela qualidade de ensino e por ter me propiciado diversas oportunidades. Aos seus professores e funcionários dedicados e em particular, gostaria de agradecer ao professor Dr. José Filho por todo o imenso suporte na orientação deste trabalho e cujo conhecimento e profissionalismo é inspirador.

“Àquele que é capaz de fazer infinitamente mais do que tudo o que pedimos ou pensamos, de acordo com o Seu poder que atua em nós.” (Efésios, 3:20)

RESUMO

No contexto da matriz energética global, dominada em grande parte por fontes de combustíveis fósseis, há um movimento crescente em direção à descarbonização para combater as mudanças climáticas. O hidrogênio verde (H_2V), produzido a partir de eletrólise da água com uso de energia renovável, emerge como uma alternativa promissora para substituir os combustíveis fósseis em diversas aplicações. O Brasil, com sua matriz elétrica predominantemente renovável e infraestrutura favorável, posiciona-se estrategicamente no mercado global de hidrogênio verde. Contudo, a integração crescente de geração renovável no país apresenta desafios operacionais, como o equilíbrio entre a geração e carga, para os quais a inserção de cargas elétricas associadas à eletrólise para produção de hidrogênio verde pode oferecer uma solução ao gerenciar o excedente de energia e contribuir para o equilíbrio de frequência da rede. Nesta conjuntura, este trabalho tem como objetivo principal explorar os aspectos técnicos do H_2V e propor uma solução viável para suprir a falta de incremento da carga no Sistema Interligado Nacional e um uso eficiente para a geração restrita. Para isso, foram conduzidas pesquisas e simulações de pontos de operação críticos por meio cálculo dos fluxos de potência utilizando o ANAREDE, considerando a expansão das fontes renováveis no sistema e a localização estratégica de unidades de produção de hidrogênio em áreas de elevado escoamento de geração, utilizando modelagem de carga para a mitigação de sobrecargas na transmissão.

Palavras-chave: hidrogênio verde; transição energética; sistema interligado nacional; ANAREDE; fontes de energia renovável.

ABSTRACT

In the context of the global energy matrix, predominantly dominated by fossil fuels, there is a growing movement towards decarbonization to combat climate change. Green hydrogen, produced from water electrolysis using renewable energy, emerges as a promising alternative to replace fossil fuels in various applications. Brazil, with its predominantly renewable electricity matrix and favorable infrastructure, positions itself strategically in the global market for green hydrogen. However, the increasing integration of renewable generation in the country presents operational challenges, such as balancing generation and load, for which green hydrogen can offer a solution by managing surplus energy and contributing to grid frequency balance. In this scenario, this work aims to explore the technical aspects of green hydrogen and propose a viable solution to address the lack of load increment in the National Interconnected System and efficient use for restricted generation. To achieve this, research and power flow simulations were conducted in ANAREDE, considering the expansion of renewable sources in the system and strategically locating hydrogen production units in areas with high generation flow, using load modeling to mitigate transmission overloads.

Keywords: green hydrogen; energy transition; national interconnected system; ANAREDE; renewable energy sources.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Composição da matriz energética mundial por tipo de fonte. 19
Figura 2 – Opções de produção, armazenamento e utilização do hidrogênio. 21
Figura 3 – Sistema do processo de eletrólise 24
Figura 4 – Representação de uma célula de eletrólise do tipo SOE. 26
Figura 5 – Estrutura básica do eletrolisador do tipo PEM. 27
Figura 6 – Escopo de uma planta de eletrólise baseada na tecnologia PEM. 29
Figura 7 – Limites de mistura de H_2 na rede de gás natural 36
Figura 8 – Infraestrutura existente de oferta e transporte de gás natural no Brasil. 37
Figura 9 – Custos de transporte de H2 em função da distância e volume. 38
Figura 10 – Princípio de funcionamento das células a combustível. 44
Figura 11 – Comportamento da carga líquida no sistema elétrico da Califórnia em 2015-2023, em gigawatts. 46
Figura 12 – Acoplamento dos setores através do H_2V. 47
Figura 13 – Redução dos custos do H_2V em função das fontes renováveis e dos eletrolisadores. 49
Figura 14 – Redução dos custos e do transporte de H_2V, em USD/kg. 50
Figura 15 – Matriz de energia elétrica brasileira por fonte. 51
Figura 16 – Interligação dos subsistemas N, NE e SE/CO. 53
Figura 17 – Previsão da carga máxima no SIN. 56
Figura 18 – Resposta ideal de frequência em um sistema após perturbação. 58
Figura 19 – Complementariedade da geração eólica e solar no SIN durante o dia. 62
Figura 20 – Geração de Energia no SIN por tipo de fonte. 63
Figura 21 – Comportamento da carga líquida no SIN. 64
Figura 22 – Faixa de fator de potência no ponto de conexão às instalações. 69
Figura 23 – Cenário de geração do caso base utilizado, em MW. 71
Figura 24 – Sobrecarga observada nas LTs 230 kV Campina Grande II – Paraíso 73
Figura 25 – Mapa elétrico da região analisada 74
Figura 26 – Modelagem da barra que representa a produção de H_2V. 75
Figura 27 – Modelagem da conexão da planta ao SIN. 75
Figura 28 – Estado da rede após a alocação da carga de produção de H_2V de 500 MW. 76

Figura 29 – Sobrecarga observada nas LT 500 kV São João do Piauí – Curral Novo do Piauí II. 78
Figura 30 – Mapa elétrico da região da malha de 500 kV analisada. 79
Figura 31 – Modelagem da barra em 500 kV que representa a produção de H_2V. ... 80
Figura 32 – Modelagem da conexão em 500 kV da planta ao SIN. 80
Figura 33 – Estado operativo após a alocação da carga de H_2V de 1,5 GW. 81
Figura 34 – Evolução dos limites de exportação do Nordeste no horizonte do PARPEL, em MW. 82
Figura 35 – Cenário de despacho de geração no caso após a alocação das cargas, em MW. 84

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Classificação do hidrogênio a partir da tecnologia de produção. 23
Tabela 2 – Principais parâmetros dos eletrolisadores. 28
Tabela 3 – Características das tecnologias de armazenamento de H_2 em sua forma gasosa. 33
Tabela 4 – Características das tecnologias de armazenamento de H_2 em sua forma líquida e sólida. 33
Tabela 5 – Resumo dos principais usos de H_2 em aplicações industriais e potencial para o futuro. 40
Tabela 6 – Limite de fluxos das interligações do NE. 54
Tabela 7 – Evolução da capacidade de geração instalada no SIN, em MW. 55
Tabela 8 – Montante de carga e de despacho por tipo de geração no Nordeste no caso base, em MW. 71
Tabela 9 – Comparação do nível de carregamento, em MVA. 76
Tabela 10 – Comparação do nível de carregamento, em MVA. 82

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAG	Controle Automático de Geração
CCUS	*Carbon Capture Utilisation and Storage*
CGH_2	*Compressed Hydrogen*
CO	Monóxido de Carbono
CO2	Dióxido de Carbono
CUST	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
e^-	Elétrons
FCEV	*Fuel Cell Electric Vehicle*
GEE	Gases de Efeito Estufa
H^+	Prótons
H_2	Hidrogênio
H_2V	Hidrogênio Verde
ICE	*Internal Combustion Engine*
IEA	*Internacional Energy Agency*
IGBT	*Insulated-gate Bipolar Transistor*
KOH	Hidróxido de potássio
LCOS	*Levelized Cost of Storage*
LOHC	*Liquid Organic Hydrogen Carrier*
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
NaOH	Hidróxido de sódio
NH_3	Amônia
NO_X	Óxidos de Nitrogênio
O_2	Oxigênio
OH^-	Íons de Hidroxila
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PARPEL	Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN
PEM	*Proton Exchange Membrane*
PMU	*Phasor Measurement Unit*
PtX	Power-to-X
RED	Recursos Energéticos Distribuídos
ROCOF	*Rate of Change of Frequency*
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro

SEP	Sistemas Elétricos de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
SOE	*Solid Oxide Electrolyzer*

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 16

1.1 OBJETIVOS 17

1.1.1 Geral 17

1.1.2 Específicos 17

1.2 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO 17

2 PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE NO CONTEXTO DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA 19

2.1 A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA 20

2.2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA ACERCA DO HIDROGÊNIO VERDE 21

2.2.1 Formas de Produção e Classificação do H_2 22

2.2.1.1 Eletrólise da água 23

2.2.1.2 Tipos de eletrolisadores 25

2.2.1.3 Plantas de eletrólise: estrutura e componentes 28

2.2.2 Cadeia de Fornecimento do H_2V: armazenamento, transporte e distribuição 30

2.2.3 Usos e Aplicações do H_2V 39

2.2.3.1 Power-to-X 41

2.2.4 Panorama de viabilidade do H_2V 48

3 MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA E DESAFIOS DA INTEGRAÇÃO DE EÓLICAS E FOTOVOLTAICAS À REDE 51

3.1 O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL 52

3.1.1 Desafios da Alta Integração de Geração Intermitente 57

3.1.1.1 Procedimentos de Rede 59

3.1.1.2 Curtailment e atendimento à rampa 61

3.1.1.3 O H_2V como Ativo de Suporte à Rede 64

4 MODELAGEM DE USINAS DE PRODUÇÃO DE H_2V CONECTADAS AO SIN 66

4.1 ANÁLISE DE FLUXO DE POTÊNCIA 66

4.2 ESTRUTURAÇÃO DO CASO BASE 68

4.3 REPRESENTAÇÃO DA CARGA 69

5 SIMULAÇÃO DE FLUXO DE POTÊNCIA 70

6 CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE 85

6.1 TRABALHOS FUTUROS 86

REFERÊNCIAS 87

1 INTRODUÇÃO

No contexto mundial de matriz energética, uma proporção significativa ainda é majoritariamente proveniente de combustíveis fósseis. Segundo a *Internacional Energy Agency* (IEA) em [1], aproximadamente 80% do fornecimento global de energia é proveniente de fontes fósseis como petróleo, gás natural e carvão. Essas fontes são grandes emissoras de gases de efeito estufa (GEE), especialmente dióxido de carbono (CO_2), contribuindo para as mudanças climáticas globais. Como resposta, diversos tratados e metas de redução das emissões, como o Acordo de Paris, têm sido implementados por mais de 150 países com o objetivo de limitar o aumento da temperatura global a 1,5 ºC [2].

Diante dessa necessidade urgente de descarbonização, a transição energética se torna essencial. Assim, essa transição implicará em mudanças significativas na estrutura da matriz energética mundial, substituindo gradualmente os combustíveis fósseis por fontes de energia renovável. Nesse cenário, o hidrogênio verde (H_2V), produzido pela eletrólise da água a partir de fontes renováveis, é despontado como um potencial vetor energético para a descarbonização global, oferecendo uma alternativa eficiente aos combustíveis fósseis [3].

É nesse sentido de produção e utilização de hidrogênio verde (H_2V) em larga escala que o Brasil se destaca como um grande *player* no mercado global de hidrogênio (H_2). Além das características físicas e portuárias favoráveis para a exportação, o país conta com uma matriz elétrica predominantemente renovável. A ampla oferta de fontes renováveis no país, posiciona o Brasil como um centro de produção com os menores custos associados do mundo, uma vez que os custos da energia necessária para a produção do H_2V representam uma parte significativa do seu custo total de produção [2].

Por outro lado, a integração massiva da geração eólica e fotovoltaica ao Sistema Interligado Nacional (SIN), tem trazido diversos desafios para a operação elétrica, especialmente no controle desta geração renovável expressiva, a fim de manter o equilíbrio entre a carga e a geração. Conforme constatado no Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN (PARPEL) [4], não há previsão de demanda suficiente para acomodar toda geração renovável futura contratada, o que revela a necessidade de o setor elétrico considerar soluções para este desafio. Nessa perspectiva, o H_2V

pode ser visto como solução eficaz para alocar a geração excedente, atuando como uma ponte de equilíbrio no balanço entre a geração, a carga e a transmissão, contribuindo para a confiabilidade do sistema e no controle da frequência da rede elétrica.

1.1 Objetivos

1.1.1 Geral

Analisar o potencial de produção e desenvolvimento de hidrogênio verde no Brasil, considerando os aspectos da alta integração de energia eólica e fotovoltaica ao sistema elétrico brasileiro, e apresentar o hidrogênio verde como uma possível solução para os desafios da massiva inserção de renováveis à rede.

1.1.2 Específicos

- Apresentar o panorama nacional e mundial acerca do hidrogênio verde diante da transição energética. Seus aspectos de tecnologias de produção, classificação, logística, aplicações e desafios.
- Analisar o contexto atual da matriz elétrica brasileira e os desafios da elevada inserção das fontes intermitentes, considerando o desbalanço entre a carga e geração contratada prevista.
- Realizar, em regime permanente, a modelagem de usinas de produção de hidrogênio verde representadas como carga e simular o fluxo de potência da rede.

1.2 Organização do Trabalho

Este trabalho será dividido em 6 capítulos. O primeiro, que consiste nesta introdução, busca contextualizar a problemática e a relevância do tema proposto, tanto em âmbito mundial, tendo em vista as metas de descarbonização, como também

nacionalmente, visto o potencial energético do país e dos desafios da alta penetração de fontes renováveis no SIN.

O segundo capítulo, busca abordar o panorama acerca da transição energética diante do sistema energético mundial e descrever os conceitos teóricos e técnicos do hidrogênio verde.

O terceiro capítulo objetifica abordar as características da matriz elétrica brasileira e do SIN, com foco na capacidade instalada e prevista de geração renovável e nos limites das interligações inter-regionais. Também será feita uma pesquisa acerca dos principais desafios da operação do sistema elétrico face a alta inserção de fontes de energia renovável.

O quarto capítulo, trata-se de trazer o hidrogênio como solução para os problemas descritos no capítulo anterior, tendo em vista a falta de carga suficiente para o despacho eficiente de toda geração renovável contratada no país. Para a demonstração, neste capítulo serão descritas as premissas da simulação e de como foi feita a modelagem simplificada de plantas de produção de H_2V conectadas ao SIN.

No quinto capítulo, serão feitas simulações em regime permanente, a partir da representação de pontos de produção de H_2V utilizando a modelagem de carga, conforme descrito no capítulo 4. Para essas simulações, será utilizado um programa de análise de fluxo de potência, o ANAREDE, a fim de avaliar sobretudo a topologia da rede com a alocação da geração excedente, a mitigação de sobrecargas na transmissão e o intercâmbio dos limites de transmissão.

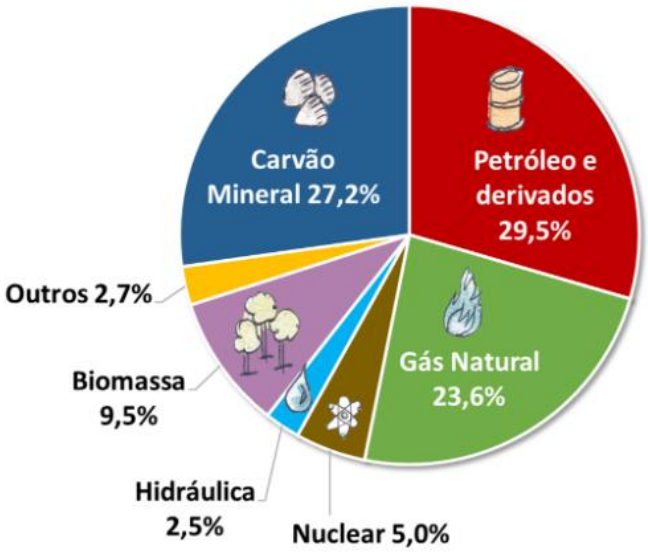
Por fim, o sexto capítulo, visa trazer as interpretações e conclusões dos temas abordados durante a escrita deste trabalho e possíveis continuações de pesquisa para os temas abordados durante o trabalho.

2 PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE NO CONTEXTO DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

Em uma perspectiva global, a matriz energética mundial ainda é majoritariamente suprida por fontes não renováveis, como, por exemplo, o petróleo, carvão e gás natural, conforme ilustrado na Figura 1. Estes combustíveis fósseis, por conseguinte, são considerados como expressivos emissores de GEE, sobretudo de CO_2, e consequentemente, contribuintes para o aquecimento global [1].

Nesta conjuntura, surge a necessidade de uma transição energética a fim de atingir-se a descarbonização dos setores energéticos e mitigar os riscos crescentes das elevadas emissões de GEE à atmosfera. Para que as metas de descarbonização sejam alcançadas, urge a necessidade de um vetor energético que possa substituir eficientemente a utilização dos combustíveis fósseis em diversas aplicações. Diante disso, é nesse contexto que o hidrogênio tem sido despontado como uma alternativa ao uso dos combustíveis fósseis e como uma estratégia energética para a base da transição energética mundial e às metas de *Net Zero* [3].

Figura 1 – Composição da matriz energética mundial por tipo de fonte.



Fonte: retirado de [5].

2.1 A Transição Energética

A transição energética pode ser definida como um processo de mudança estrutural da matriz energética primária mundial, baseada em fontes poluentes, para outro sistema de baixo carbono, fundamentado no uso de fontes renováveis. Trata-se de um processo complexo e de longo prazo, que envolve diversas variáveis como mudanças climáticas, desenvolvimento sustentável, inovações tecnológicas, e políticas energéticas [3].

Dado que mudanças no sistema energético trazem impactos em toda a economia, é necessário haver uma sinergia entre os fatores socioeconômicos e políticas públicas com o processo de transição energética. Estima-se que as emissões de CO_2 relacionadas ao setor de energia representam cerca de dois terços das emissões globais de GEE e ainda, essas emissões têm tido uma taxa de 1% de crescimento anual [6]. Somente no último ano, em 2023, houve um crescimento de 1,1%, representando um aumento de 410 milhões de toneladas de CO_2 emitidos, e dessa forma, atingindo um novo recorde de emissão [7].

Sendo assim, o processo de descarbonização dos sistemas energéticos tem sido considerado com um ponto crucial para a transição, sendo este processo embasado pelas metas mundiais de *Net Zero*, conforme os compromissos estabelecidos pelos países no Acordo de Paris. No entanto, a descarbonização enfrenta diversos desafios, especialmente nos setores de difícil abatimento das emissões de carbono, conhecidos como *hard-to-abate sectors*, que dependem integralmente de derivados do carbono em seus sistemas, como é o caso da indústria pesada, transporte marítimo e aviário [3].

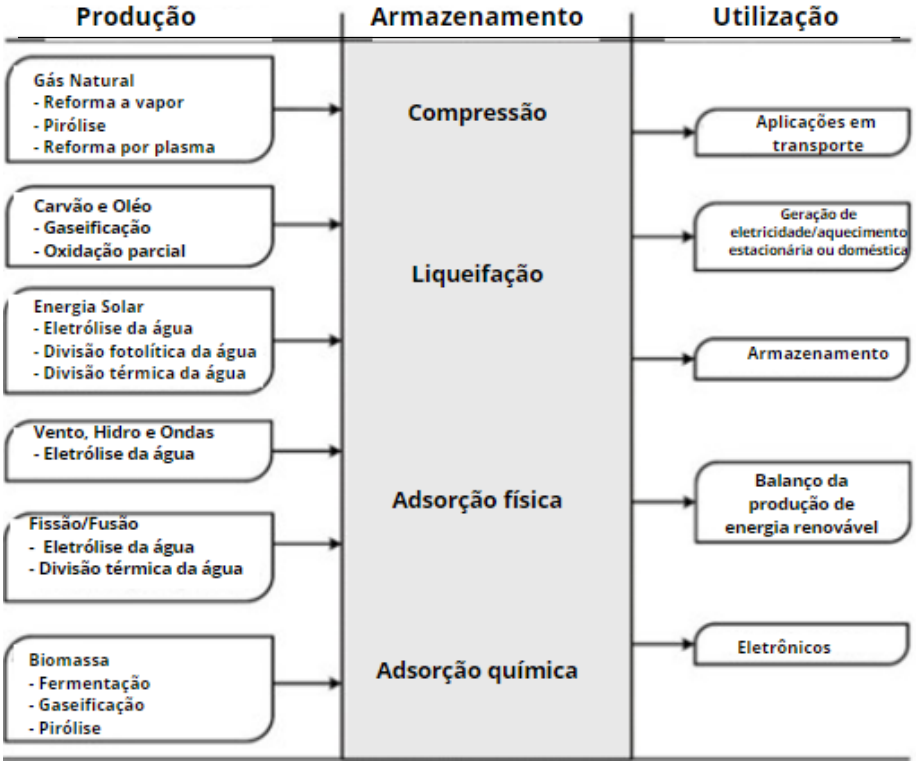
Face a esse contexto e na finalidade de reduzir a dependência dos combustíveis fósseis, como supracitado, surge o potencial do H_2V como um vetor energético, uma vez que possui uma grande variedade de aplicações energéticas e versatilidade técnica. E, considerando esse potencial, esforços em conjunto entre governos e empresas estão sendo desenvolvidos e financiados a fim de superar os desafios da utilização do H_2 em global e larga escala, e dessa forma, torná-lo a base necessária para a realização efetiva da transição energética [2].

2.2 Fundamentação Teórica acerca do Hidrogênio Verde

O H_2 é o elemento químico mais abundante do universo e o mais leve dos elementos conhecidos [8]. Devido às suas características de concentração de energia, o H_2 possui uma maior densidade energética por massa dentre os combustíveis fósseis convencionais. Por kg, possui 2,2 vezes mais energia que o gás natural, seguido de 2,75 e 3 vezes a mais que a gasolina e petróleo, respectivamente [9]. O H_2 também possui um alto valor de combustão e em formato gasoso apresenta um grau elevado de inflamabilidade [8].

Apesar da disponibilidade abundante do elemento na natureza, sua obtenção não é elementar, existindo assim diversos caminhos e tecnologias diferentes para a sua produção e manuseamento. Além disso, devido à sua variabilidade de usos, historicamente o H_2 tem sido mais utilizado na indústria química, entretanto, frente ao despontamento como vetor energético, surgem possibilidades de uma ampla utilização no setor energético. Nesse sentido, a Figura 2 apresenta uma síntese da cartela de opções de produção, armazenamento e utilização do H_2.

Figura 2 – Opções de produção, armazenamento e utilização do hidrogênio.



Fonte: adaptado de [8].

2.2.1 Formas de Produção e Classificação do H_2

Diante das inúmeras formas de rotas tecnológicas para a obtenção do H_2, os processos de produção podem ser divididos em termoquímicos, fotoquímicos e eletroquímicos. Os processos termoquímicos representam a maioria da produção mundial de H_2. Atualmente, a demanda global de 70 milhões de toneladas anuais de produção dedicada de H_2 é praticamente atendida somente a partir dos combustíveis fósseis, sendo 76% a partir do gás natural e 23% do carvão mineral, baseados nos processos de reforma a vapor e de gaseificação [10]. Esses processos, por sua vez, apresentam uma elevada taxa de emissão de CO_2 por kg de H_2 produzido.

Sendo o método dominante de produção, a reforma a vapor consiste em uma reação catalítica e endotérmica, que se utiliza da reação de hidrocarbonetos e vapor para a obtenção do H_2 e resulta, também, em dióxidos, monóxidos de carbono (CO) e carbono, em forma de fuligem. Diversos hidrocarbonetos podem ser utilizados como matéria-prima para o processo de reforma, como o metanol, etanol e o gás natural. Suplementarmente ao processo de reforma, tem-se o método de gaseificação como uma das principais rotas de produção de H_2, sendo o carvão o combustível mais utilizado para este método, que consiste no uso de um gaseificador no qual há a conversão de vapor de água e oxigênio (O_2) em um gás de síntese, composto por CO, H_2 e CO_2.

Adicionalmente, pode-se classificar o H_2 conforme a sua forma de produção, levando em consideração a fonte e o processo. Além disso, o código de cores considera o grau de neutralidade de carbono durante o processo de obtenção. A Tabela 1 apresenta parte dessa classificação dentre as possibilidades de produção e de emissão, captura, utilização ou armazenamento (CCUS – *Carbon Capture Utilisation and Storage*) de carbono.

Entretanto, diante das rotas tecnológicas para a produção de H_2, faz-se necessário focar no processo em que não há a emissão de GEE, visto as metas discutidas da transição energética. Dessa forma, o H_2V atende os requisitos desejados para um vetor energético livre de poluentes.

Tabela 1 – Classificação do hidrogênio a partir da tecnologia de produção.

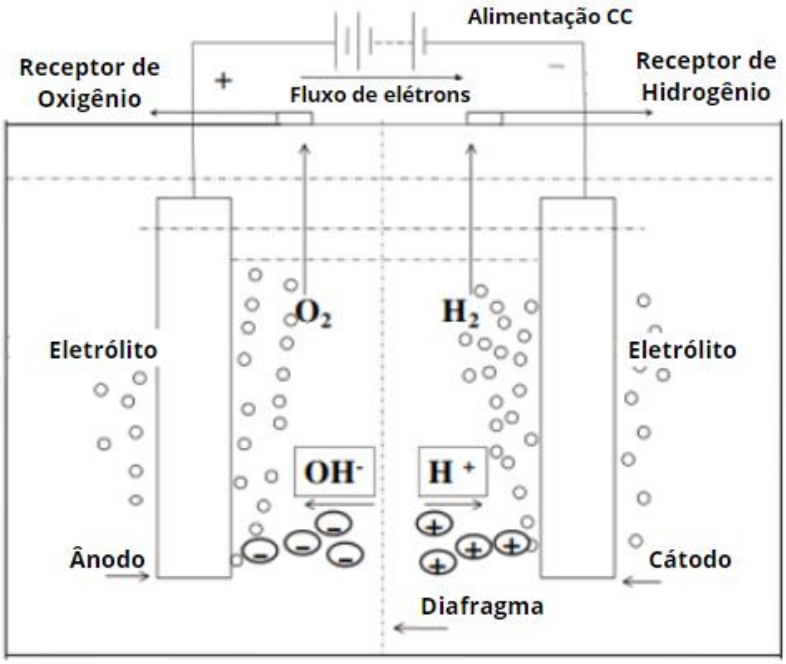
Cor	Processo de produção
Preto	Gaseificação do carvão mineral (antracito), sem CCUS.
Marrom	Gaseificação do carvão mineral (hulha), sem CCUS.
Cinza	Produzido a partir do gás natural, sem CCUS.
Azul	Produzido a partir do gás natural ou de outros combustíveis fósseis, com CCUS.
Verde	Produzido a partir de fontes de energia renováveis através da eletrólise da água.
Branco	Extração de H_2 natural ou geológico.
Rosa	Produzido com fonte de energia nuclear.
Amarelo	Energia da rede elétrica, composta de diversas fontes.
Turquesa	Produzido via craqueamento térmico do metano, sem gerar CO_2.
Musgo	Produção a partir da biomassa ou biocombustíveis, com ou sem CCUS, através de reformas catalíticas, gaseificação ou biodigestão anaeróbica.

Fonte: adaptado de [10].

2.2.1.1 Eletrólise da água

Denomina-se como H_2V, o H_2 produzido a partir do processo de eletrólise da água e com energia proveniente de fontes renováveis. A eletrólise, por sua vez, ocorre por meio do fluxo de uma corrente elétrica e contínua em uma solução aquosa entre dois eletrodos, ou seja, um ânodo e um cátodo, separados por uma membrana, conforme ilustrado na Figura 3 a seguir.

Figura 3 – Sistema do processo de eletrólise.



Fonte: adaptado de [11].

As reações gerais que ocorrem no ânodo e no cátodo e que têm como produto o H_2 e oxigênio (O_2), estão descritas nas equações (2.1) e (2.2), respectivamente.

$$H_2O \rightarrow 2H^+ + \frac{1}{2}O_2 + 2e^- \tag{2.1}$$

$$2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2 \tag{2.2}$$

O processo de eletrólise é viabilizado pelo uso de equipamentos chamados de eletrolisadores, que essencialmente utilizam os componentes mencionados anteriormente, ou seja, eletrodos e membranas, responsáveis por manter a separação dos gases. Apesar de os eletrolisadores serem baseados em um conceito básico e simples, atualmente existem diversas tecnologias que influenciam a forma e a eficiência do processo de eletrólise.

2.2.1.2 Tipos de eletrolisadores

Os eletrolisadores desempenham um papel fundamental no processo viabilidade do H_2V em larga escala. Dessa forma, faz-se necessário o conhecimento a respeito das tecnologias implementadas pelos tipos de eletrolisadores, considerando o conceito básico e comum da eletrólise. E ainda, tendo em vista que o custo dos eletrolisadores representam uma parcela crucial no custo total de produção do H2V, de modo que para a viabilidade deste vetor energético, os custos dos eletrolisadores necessitam diminuir [2].

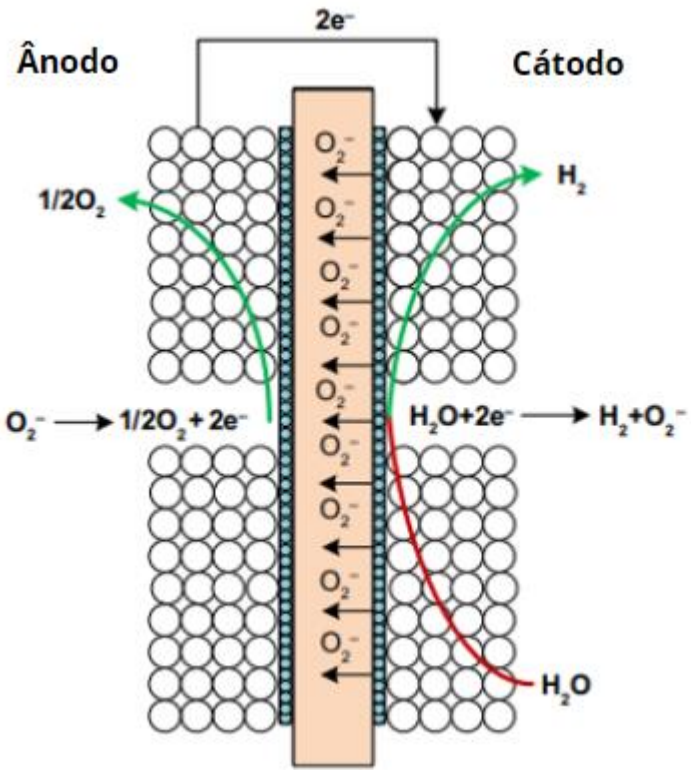
Os diferentes tipos de eletrolisadores podem ser classificados conforme os componentes utilizados, o tipo de eletrólito e na operação de funcionamento. Atualmente, no mercado, há três tipos de eletrolisadores mais difundidos: o alcalino, o de óxido sólido (SOE – *Solid Oxide Electrolyzer*) e o por membrana trocadora de prótons (PEM – *Proton Exchange membrane)*.

O eletrolisador alcalino possui a tecnologia mais estabelecida, o que o torna o tipo mais amplamente utilizado para produção de H_2 via eletrólise. Sua técnica de funcionamento consiste no uso de soluções alcalinas e aquosas como eletrólitos, como o hidróxido de potássio (KOH) ou hidróxido de sódio (NaOH). O processo de separação da molécula da água parte da aplicação de uma corrente elétrica, que permite o movimento dos íons mediante o meio eletrolítico e entre os eletrodos de cátodo e ânodo. A alimentação da água é feita através do cátodo e posteriormente é dissociada em H_2 e íons de hidroxila (OH^-), que transitam no eletrolítico até o ânodo, onde o oxigênio é formado, conforme já ilustrado na Figura 3. Por ser um processo bem desenvolvido, este tipo de eletrolisador é o mais utilizado em escala comercial de produção de H_2 e possui o menor preço de mercado, entretanto, sua eficiência é limitada entre 50% e 60%, consoante o poder calorífico do H_2 [12].

Os eletrolisadores do tipo SOE ou SOEC (*Solid Oxide Electrolysis Cell*), como também conhecidos, utilizam membranas de óxidos sólidos e a partir do funcionamento em altas temperaturas, na faixa de 700ºC a 900ºC, há a separação dos íons presentes no vapor d'água. Este processo ocorre quando, na aplicação de corrente elétrica e na alimentação no cátodo com o vapor, as moléculas do vapor d'água são dissociadas em H_2 e íons de O_2. Os íons de O_2 são transportados pelo eletrolítico até o ânodo, conforme ilustrado na Figura 4. Apesar desse tipo de

tecnologia ainda estar em fase de desenvolvimento, são esperadas elevadas taxas de eficiência e são atrativos por possuírem um menor consumo de energia elétrica, uma vez que parte da energia requerida no processo é proveniente do calor, podendo inclusive ser reaproveitado de outros processos adjacentes [12].

Figura 4 – Representação de uma célula de eletrólise do tipo SOE.

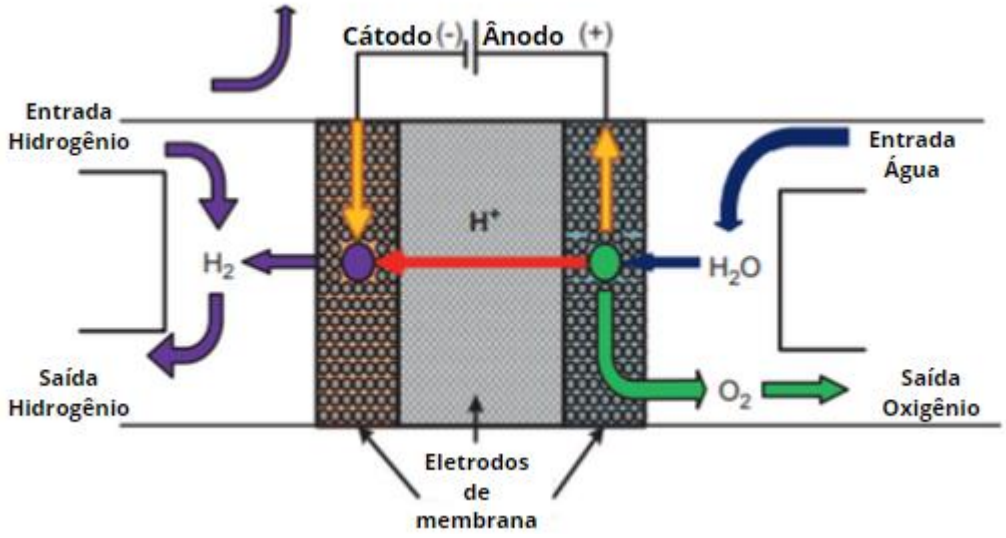


Fonte: adaptado de [13]

Outra categoria de eletrolisadores é a do tipo PEM. Os eletrolisadores, que empregam o uso de membrana de troca de prótons como eletrólito, têm seu funcionamento a partir da alimentação de água no ânodo, onde a molécula de água é decomposta em O_2, prótons (H^+) e elétrons (e^-). Após essa dissociação, apenas os prótons são transportados através da membrana polimérica até o cátodo, sendo combinados aos elétrons da corrente elétrica externa aplicada para a geração do H_2 [13]. O esquemático do princípio dessa operação é mostrado na Figura 5. A tecnologia PEM permite uma melhor eficiência energética, produção de H_2 em alta pureza, temperatura de operação mais ampla, além do fácil manuseio e manutenção.

Entretanto, um dos desafios do uso em larga escala deste tipo de eletrolisador é o seu custo, devido a sua estrutura de operação e uso de materiais de custos elevados [14].

Figura 5 – Estrutura básica do eletrolisador do tipo PEM.



Fonte: adaptado de [13]

A título de comparação, a Tabela 2 apresenta um resumo das principais características de operação dos três tipos de tecnologia de eletrolisadores apresentados. Entre essas opções, a tecnologia PEM mostra-se como a mais promissora, dada sua conjuntura de operação comercial e especificações, sendo considerada nas projeções de produção de H_2V em larga escala para os próximos anos, com expectativa de redução dos custos de operação deste tipo de eletrolisador.

Isso se deve ao fato do eletrolisador PEM oferecer uma maior flexibilidade operativa e adequação para uma operação dinâmica. Tais características são imprescindíveis visto o uso de fontes de energia renováveis para a produção do H_2V que, por natureza, são intermitentes. A tecnologia PEM apresenta um tempo mais rápido de resposta, na faixa de milissegundos, bem como uma faixa de operação mais ampla. É considerado que um sistema PEM pode ser mantido em modo *stand-by* com um consumo mínimo de energia e pode operar a uma capacidade superior, de 100% a 200% da carga nominal, por um curto período de até 30 minutos [15].

Tabela 2 – Principais parâmetros dos eletrolisadores.

Tecnologia	Alcalino	PEM	SOEC
Eletrólito	20-40%m de KOH	Água líquida	Vapor d'água
Temperatura de operação (ºC)	60-90	50-80	700-900
Pressão típica de operação (bar)	10-30	20-50	700-900
Densidade de corrente (A cm^{-2})	0,2-0,4/1,2	0,6-2,0	0,3-2,0
Área da célula (m^2)	<4	<0,3	<0,01
Pureza do gás	>99,5/> 99,95	99,99	99,90
Tempo de resposta	Segundos	Milissegundos	Segundos
Vida útil do s*tack* (h)	60.000-90.000	20.000-60.000	<10.000
Maturidade	Madura	Comercial	Demonstração
Custo de investimento (€ kW^{-1})	800-1500	1400-2100	>2000

Fonte: adaptado de [16]

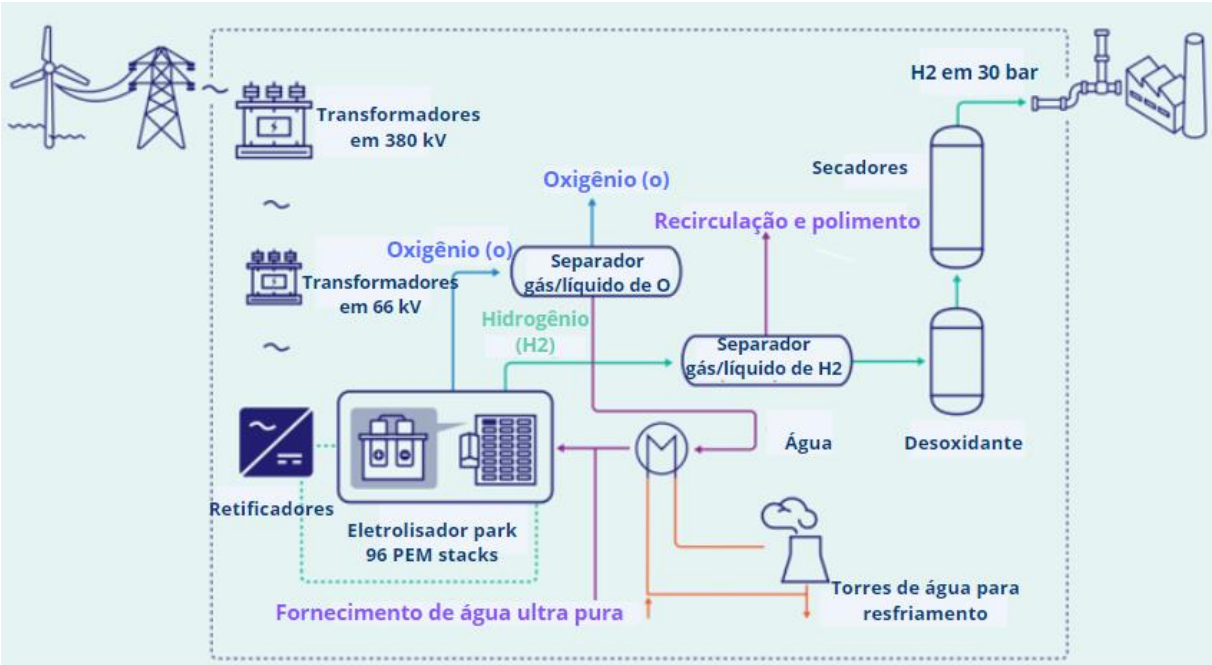
2.2.1.3 Plantas de eletrólise: estrutura e componentes

Além do uso dos eletrolisadores para a produção do H_2V e da energia proveniente de fontes renováveis, uma planta de produção inclui outros componentes essenciais para o funcionamento. A estrutura de uma planta de eletrólise para produção de H_2V, sobretudo de larga escala, integra os módulos do eletrolisador, equipamentos e sistemas auxiliares denominados com o termo Balance of Plant.

Em primeira instância, é necessário realizar a conexão da planta com a rede elétrica. Esta conexão é realizada através transformadores, responsáveis por reduzir a tensão fornecida pela rede para a tensão de alimentação dos eletrolisadores. Considerando uma planta de larga escala e conexão com a rede, a instalação elétrica pode transformar a tensão de alta, para média e baixa tensão (AT/MT/BT). Além da conexão elétrica com a rede, outro componente essencial para a alimentação do eletrolisador são os retificadores, que poderão ser baseados em tiristores ou em *Insulated-gate Bipolar Transistor (*IGBTs*)*, dependendo das especificações da planta. Os retificadores são dispositivos de eletrônica de potência responsáveis pela conversão da corrente alternada da rede em corrente contínua necessária no processo de eletrólise. Assim como os transformadores, o dimensionamento dos retificadores depende da capacidade da planta, da tensão e do tipo de eletrolisador utilizado [17].

Após a conexão elétrica necessária para os eletrolisadores, outro insumo crucial é a água. Dada a demanda constante e a necessidade de pureza da água, é necessário realizar o pré-tratamento da água utilizando desmineralizadores. Entrando nos componentes do *Balance of Plant*, incluem-se sistemas de purificação do H2 produzido, armazenamento, refrigeração, separadores com circuitos de recirculação, bombas e trocadores de calor [17]. Em síntese, a Figura 6, ilustra um diagrama do escopo de planta de larga escala (1 GW) de H_2V.

Figura 6 – Escopo de uma planta de eletrólise baseada na tecnologia PEM.



Fonte: adaptado de [17].

2.2.2 Cadeia de Fornecimento do H_2V: armazenamento, transporte e distribuição

Os aspectos relacionados à cadeia de fornecimento em larga escala do H_2V são uns dos principais desafios para a viabilização deste vetor energético. A concretização das opções técnicas e viáveis da cadeia de valor do H_2V, bem como os custos de armazenamento e transporte, necessitam ser avaliados. Esses aspectos desempenham um importante papel na competitividade do H_2V em relação a outros combustíveis fósseis e de outras formas de produção de H_2 [2].

Outras questões acerca da logística de produção até o uso final do H_2V também precisam ser analisadas. Pois, a depender do local de produção e do local de consumo, os custos podem variar significativamente. Estima-se que, se o H_2V for utilizado próximo ao local de produção, os custos de armazenamento e transporte poderão ser próximos de zero. Entretanto, se houver uma maior circulação do H_2V antes do seu uso final, esses mesmos custos poderão ser três vezes maiores que o custo da produção do H_2V [18].

À vista disso e das diversas opções existentes para o armazenamento e transporte, a escolha de qual opção dependerá, tecnicamente, das características da cadeia de valor, como a geografia do local de produção até o uso final do H_2V e em qual aplicação. É nessa conjuntura que se faz necessária a análise das opções e tecnologias existentes para o devido armazenamento, transporte e distribuição do H_2V.

O armazenamento em massa do H_2V é uma das questões mais urgentes a serem superadas para o alcance da total potencialidade deste vetor energético. Uma vez que, projetando seu uso em grandes proporções para uma matriz energética limpa e renovável, grandes proporções de H_2 precisarão ser armazenadas. Outro destaque para a importância do armazenamento do H_2V é dado pela sua produção associada a fontes de energia renováveis. Com esta associação e a transição para uma matriz elétrica cada vez mais integrada de fontes intermitentes, surge mais uma oportunidade do H_2V, como um provável método de armazenamento de geração excedente, a fim do equilíbrio entre a oferta e demanda dos Sistemas Elétricos de Potência (SEP) [3].

Dada a variedade de tipos de armazenamento e do uso de H_2V em larga escala, o meio de armazenamento do H_2V a ser implementado nos sistemas energéticos

dependerá de aspectos como o prazo de armazenamento, geografia, eficiência das conversões e volume. O desafio acerca do volume, por sua vez, consiste na baixa densidade volumétrica do H_2, pois, apesar de sua alta densidade energética por massa, o valor energético por volume é inferior quando comparado ao de combustíveis fósseis convencionais. As opções de armazenamento de H_2 que possuem uma tecnologia consolidada, compreendem a forma gasosa, líquida ou de agregação do H_2 a outras substâncias.

1. **Armazenamento de H_2 gasoso**

   No estado gasoso, o H_2 pode ser armazenado de forma geológica. Cavernas de sal, aquíferos e reservatórios inativos de gás natural ou petróleo são algumas opções viáveis para este tipo de armazenamento. Trata-se da melhor opção para elevadas aplicações de H_2 e considerando um longo período de armazenamento [18]. Tendo em vista estes critérios essenciais, essa opção oferece uma alta eficiência, maior capacidade e baixo custo operacional.

   Outra opção madura de armazenamento na forma gasosa é através de tanques pressurizados, a partir da compressão do H_2. Esta opção oferece uma melhor adequação para armazenamento de curto prazo e em pequenas escalas, dada as implicações da baixa densidade volumétrica do H_2 e energia elétrica necessária para o processo de compressão [18]..

2. **Armazenamento de H_2 líquido**

   Comparando-se ao armazenamento no estado gasoso, a forma líquida oferece uma maior densidade energética. Entretanto, para atingir a liquefação, é necessário o uso de temperaturas extremamente baixas, na ordem dos -250ºC, o que requere bastante energia e consome parte do conteúdo energético carregado do H_2, dificultando o armazenamento a longo prazo [19].

3. **Armazenamento de H_2 agregado a outras substâncias**

   Neste tipo de armazenamento, o H_2 é associado a outras substâncias líquidas que possuem moléculas maiores, como a amônia (NH_3) e

transportadores de hidrogênio orgânico líquido (LOHC - *Liquid Organic Hydrogen Carrier)*, substância capaz de transportar moléculas com H_2 e depois extrair o H_2 no seu destino. Os LOHCs são líquidos ou sólidos de baixo ponto de fusão que podem ser hidrogenados e posteriormente desidrogenados por meio de reações catalíticas e em altas temperaturas [20]. No entanto, para esse processo de conversão e reconversão existem custos associados, especialmente no quesito de energia. Estes processos exigiriam cerca de 35% a 40% da energia do H_2 [18]. Nesse quesito, o uso do NH_3 como transportador de H_2 pode tornar-se mais atrativo por possuir maior densidade energética e um mercado mais consolidado na indústria e que, além de um armazenador, pode ser um uso final do H_2.

Outra forma a partir da absorção de H_2 a outras substâncias é através de hidretos metálicos. Nessa forma, há a absorção de H_2 na estrutura de elementos metálicos e por meio de reações reversíveis, ocorre o processo de absorção e liberação do H_2. A utilização de hidretos metálicos visa evitar as perdas de energia ocorridas durante os processos de compressão ou liquefação, necessários para as outras formas de armazenamento. Embora ainda esteja em fase de demonstração, é uma tecnologia promissora pelas características de alta densidade volumétrica e capacidade de armazenamento a longo prazo [21].

A Tabela 3 e a Tabela 4 reúnem as características das formas de armazenamento apresentadas conforme a forma física do H_2, o volume, bem como o tempo esperado de armazenamento. Além destas características, as tabelas apresentam os custos nivelados de armazenamento de H_2 (LCOS – *Levelized Cost of Storage*), esperados e futuros, consoantes às tecnologias empregadas para o armazenamento.

Tabela 3 – Características das tecnologias de armazenamento de H_2 em sua forma gasosa.

Estado Gasoso			
Forma de armazenamento	**Caverna de sal**	**Cavernas rochosas**	**Tanques pressurizados**
Volume	Grande	Médio	Pequeno
Tempo	Meses-semanas	Meses-semanas	Dias
Referência LCOS (US$/kg)	0,23	0,71	0,19
Possível Futuro LCOS (US$/kg)	0,11	0,23	0,17
Disponibilidade geográfica	Limitada	Limitada	Não limitada

Fonte: adaptado de [22]

Tabela 4 – Características das tecnologias de armazenamento de H_2 em sua forma líquida e sólida.

	Estado Líquido			Estado Sólido
Forma de armazenamento	H_2 líquido	NH_3	LOHCs	Hidretos metálicos
Volume	Pequeno-Médio	Grande	Grande	Pequeno
Tempo	Dias-Semanas	Meses-Semanas	Meses-Semanas	Dias-Semanas
Referência LCOS (US$/kg)	4,57	2,83	4,50	Não avaliado
Possível Futuro LCOS (US$/kg)	0,95	0,87	1,86	Não avaliado
Disponibilidade geográfica	Não limitada	Não Limitada	Não Limitada	Não limitada

Fonte: adaptado de [22]

Assim como as formas apresentadas de armazenamento do H_2, o transporte também pode ser realizado em diversas formas a depender do contexto geográfico e do uso final. O H_2 pode ser transportado em sua forma líquida, como gás comprimido ou utilizando transportadores de H_2, como a NH_3 e os LOCHs.

Entre as opções existentes, de acordo com [23], há três alternativas consideradas com potencial para o uso durante os vários estágios de desenvolvimento do mercado de H_2. São estas:

- **Tanques de H_2 gasoso comprimido:** o transporte é feito a partir de caminhões, denominados *tube trailers*. Para um período inicial de desenvolvimento de mercado de H_2, com uma pequena escala e em

pequenas distâncias, esta opção pode ser viável. Estima-se uma capacidade de até 400 kg entregues por caminhão. Além da utilização de *tube trailers*, o H_2 gasoso comprimido também pode se transportar via navio ou trens.

- **Tanques de H_2 líquido criogênico:** a forma líquida do H_2 pode ser transportada por diversos meios, seja terrestre ou naval. Para um mercado em desenvolvimento e a demanda em crescimento, torna-se uma opção factível. Neste tipo de transporte, há uma maior densidade volumétrica o que aumenta a capacidade de carregamento de H_2, por exemplo, para 4.000 kg em viagens por caminhão. Contudo, o H_2 líquido apresenta uma necessidade intensiva de energia para o processo de liquefação, o que eleva seu custo operacional.
- **Transporte via dutos:** na forma gasosa, o H_2 pode ser transportado por meio de gasodutos. Os gasodutos podem ser estabelecidos estrategicamente do ponto de produção até a área de alta demanda de H_2. Este tipo de transporte oferece vantagens de alta capacidade volumétrica e alta eficiência. Ao contrário do transporte de H_2 gasoso por outras vias, os gasodutos apresentam um elevado custo de investimento inicial e baixo custo variável, visto que as tubulações são caracterizadas por um baixo custo operacional.

O transporte de H_2 via dutos é o meio pretendido para o transporte de elevadas quantidades e a maiores distâncias. Os dutos para o transporte exclusivo de H_2 têm sido utilizados há mais de 50 anos, com objetivo de fornecimento de H_2 para refinarias e fábricas de produtos químicos [23]. Mundialmente, existem mais de 5.000 km de gasodutos destinados ao transporte de H_2. Entretando, a proporção ainda é pequena quando comparada à malha de gasodutos de gás natural que compreendem cerca de 3 milhões de km [18].

Os gasodutos apresentam um baixo custo operacional e uma extensa vida útil entre 40 e 80 anos [18]. Os custos do processo de compressão representam boa parte de O&M, entretanto, se o H_2 já for comprimido para o armazenamento, reduz a necessidade da compressão inicial e de estações de compressão necessárias para o

transporte via gasodutos. Todavia, os custos iniciais de investimento são altos, considerando a infraestrutura a ser construída e dos direitos de passagem dos locais a serem percorridos pelos gasodutos. A construção de gasodutos é significativamente custosa e pode ser decomposta em elementos principais, tais como: materiais (15-35%, a depender do diâmetro do gasoduto e do material da construção), construção (40-40%, incluindo a mão de obra necessária), planejamento e diversos (20-30%, abrangendo engenharia financiamento e os direitos de passagem) [21]. Apesar dos altos custos de capital envolvidos inicialmente para o estabelecimento da infraestrutura, pelas características de alta eficiência energética e elevado rendimento de H_2, os gasodutos apresentam uma opção praticável para o transporte em larga escala de H_2. Portanto, uma alta inserção de H_2 no mercado é uma condição necessária para a viabilização desse tipo de transporte.

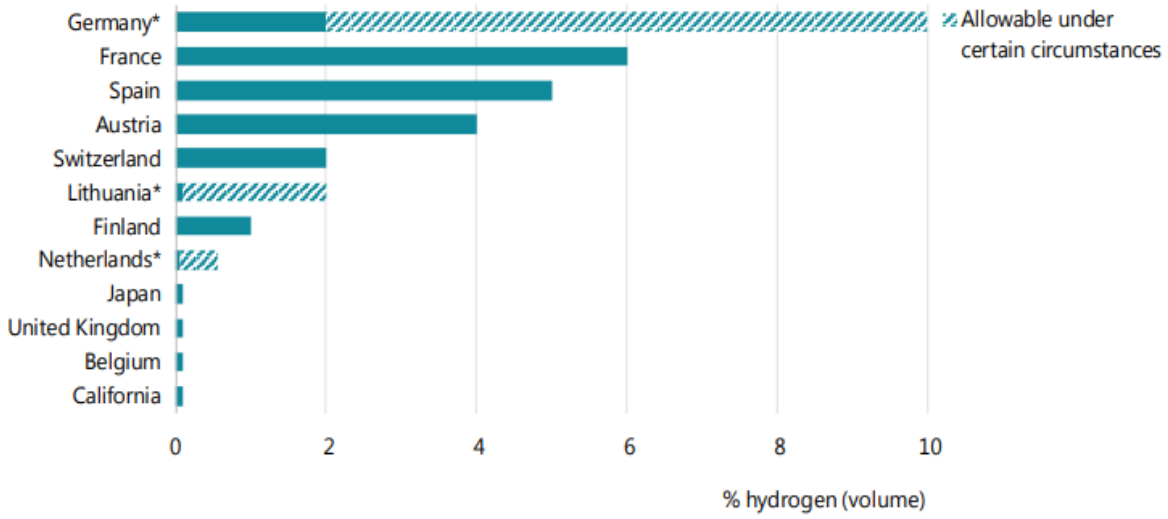
Uma forma de reduzir os custos do transporte exclusivo de H_2 via gasodutos é a utilização de outros compostos. A NH_3, por exemplo, é frequentemente transportada via dutos e novos dutos seriam mais baratos do que para o H_2 puro. Os LOCHs também podem ser outro exemplo de uso para o transporte, visto sua semelhança com o petróleo puro e o diesel, e dessa forma, poderiam utilizar oleodutos já existentes [18]. Entretanto, dada a complexidade dos processos de conversão e reconversão para o H_2, essas opções podem se tornar menos competitivas para o transporte por dutos. Todavia, para um transporte entre países e continentes, o transporte naval na forma de NH_3 e LOCH se apresenta mais viável, considerando que são substâncias já exportadas, com normas e padrões que regulamentam esse tipo de transporte marítimo [22].

Não obstante, tendo em vista a extensa malha de gás natural já existente no mundo todo e visando a redução dos elevados custos iniciais de gasodutos exclusivos de H_2, a opção do transporte de H_2 misturado ao gás natural tem se tornado cada vez mais interessante e debatida, sobretudo acerca dos limites de quantidade aceitáveis de mistura de H_2 ao gás natural. As restrições de mistura apresentam desafios pela densidade energética do H_2 ser menor que a do gás natural, inflamabilidade do H_2 sendo necessários novos detectores de chama e pelo fato da variabilidade do volume da mistura provocar impactos na operação dos equipamentos, precisando da análise de tolerância desses equipamentos [18]. Alguns países já possuem limites definidos de mistura de H_2 na rede de gás natural, demonstrando a necessidade da existência

de pesquisa e instituição de comitês técnicos para a normatização da mistura. A Figura 7 exemplifica os limites máximos existentes em alguns países. Esses limites máximos podem ser alterados sob algumas circunstâncias, por exemplo, na Alemanha há a especificação do limite máximo de 10%, porém, este limite pode decair para 2% se postos de gás natural veicular estiverem conectados à rede [18].

Além disso, outra opção a ser considerada é o reaproveitamento das malhas de gás natural existentes que estejam desativadas. No entanto, é necessária a avaliação das características dos gasodutos existentes frente às especificações físico-químicas do H_2 para a adequação do uso. Visto que materiais típicos dos gasodutos podem ser suscetíveis à fragilização do H_2, bem como necessitaria de novas dinâmicas para sistemas convencionais de detecção de vazamentos e outras questões operacionais [24].

Figura 7 – Limites de mistura de H_2 na rede de gás natural.

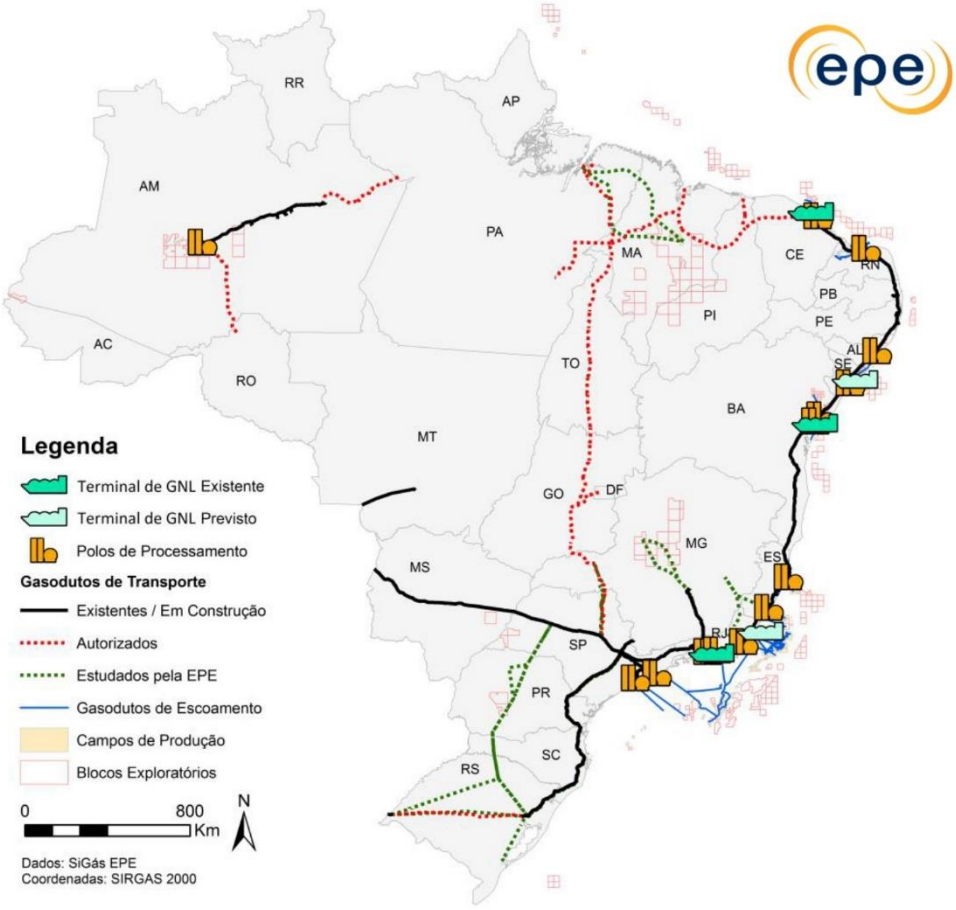


Fonte: retirado de [18].

Acerca do uso de malhas de gás natural nas opções supracitadas, em um contexto brasileiro, o país detém de uma ampla malha de gasodutos, conforme ilustrado na Figura 8. A malha representa um total de 9.409 km e possui mais vias autorizadas e estudas para implementação [25]. Uma característica da malha representada para o gás natural é a sua interligação com outras regiões do país. Fato que seria interessante reproduzir essa mesma representação para uma malha futura

de gasodutos para o transporte de H_2, de forma a conectar a região com mais potencial de produção do H_2V, como o nordeste, dada sua alta capacidade de renováveis, aos centros de carga, como o sudeste.

Figura 8 – Infraestrutura existente de oferta e transporte de gás natural no Brasil, em 2019.



Fonte: retirado de [25].

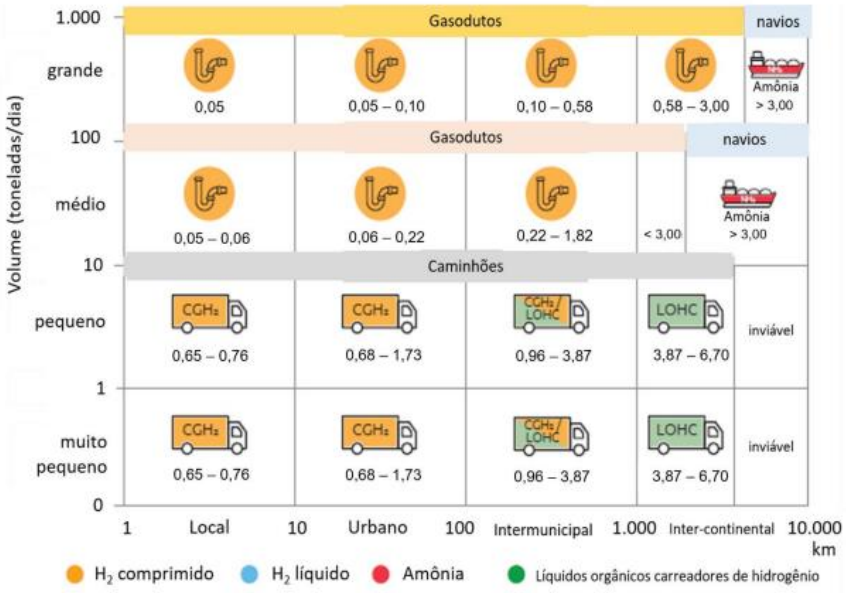
Em um cenário de exportação de H_2, a cadeia de abastecimento global poderá consistir em dutos de longas distâncias e rotas marítimas. O transporte global torna-se atrativo para países exportadores, que possuem alta capacidade para geração de energia renovável, e para países importadores, com elevada procura de H_2. Existem várias opções tecnológicas para o transporte marítimo de H_2, entre elas destacam-se como principais o H_2 líquido, a NH_3 e um conjunto de diferentes tecnologias baseadas em LOCHs. Qual tecnologia de transporte marítimo se tornará a opção mais viável e de menor custo, dependerá do uso final, do transporte *onshore* necessário e da

expansão do H_2 [2]. Em [18], estima-se o custo de transporte e conversão do transporte marítimo, fixado em uma distância de 1.500 km. Para o H_2 líquido (H_2L), tem-se o custo de US$ 2/kg, enquanto para a NH_3 e LOHC associados ao H_2, os valores de US$ 1.2/kg e US$ 0.6/kg, respectivamente.

Após o transporte, a próxima etapa da cadeia de fornecimento do H_2 é a distribuição local. A logística da distribuição até o consumidor final dependerá da localização da produção e do consumo de H_2. Em caso de a produção ser centralizada, isto é, próxima aos grandes centros de consumo, os custos de distribuição serão mínimos. Todavia, se o consumo for descentralizado, o estágio de distribuição torna-se um forte impulsionador no custo total do H_2. Nesse contexto, existem três principais opções para a distribuição local de H_2: transporte rodoviário do H_2 comprimido (CGH_2 - *Compressed Hydrogen*), transporte rodoviário do H_2 liquefeito e gasodutos. A escolha da melhor opção dependerá de fatores como o perfil de procura e a distância da oferta [2].

Tendo em vista que as opções discutidas tanto de transporte, como de distribuição, a Figura 9 apresenta um panorama acerca dos custos em US$/kg envolvidos no transporte de H2, em função da distância percorrida e da quantidade de volume do H_2 transportado. Ressalta-se que os valores estão referidos ao ano de 2019 e incluem os custos de movimento, compressão e armazenamento.

Figura 9 – Custos de transporte de H2 em função da distância e volume.



Fonte: retirado de [26].

2.2.3 Usos e Aplicações do H_2V

O H_2V é considerado um vetor energético devido à sua versatilidade de aplicações, desempenhando um papel estratégico no cenário energético mundial com objetivo de mitigar as emissões de GEE causadas pelo uso contínuo dos combustíveis fosseis. Dessa forma, requer-se a análise do setor energético acerca do potencial do H_2V em diversos usos, a fim de proporcionar os desenvolvimentos tecnológicos necessários que viabilizem seu uso em larga escala e abrangência em diversas demandas.

Tendo em vista que o H_2 pode ser utilizado em sua forma pura ou em mistura com outros gases, seu uso atualmente é predominantemente para aplicações industriais. De acordo com [18], os quatro principais usos se subdividem em: refinação de petróleo (33%), produção de NH_3 (27%), produção de metanol (11%) e produção de aço (3%). Sendo esse H_2 produzido, como supracitado, predominantemente a partir de combustíveis fosseis, tal como o gás natural, carvão e petróleo.

Em uma conjuntura futura de viabilização de larga escala do H_2V, é essencial a análise da substituição do H_2V face o uso do H_2 cinza nestas aplicações industriais citadas. Considerando que essas aplicações já utilizam atualmente H_2 em seus processos, elas serão cruciais na cadeia de insumos do H_2V. Nesse cenário, a Tabela 5 reúne aspectos do uso do H_2 nestas aplicações industriais atuais face o potencial da utilização do H_2V no futuro.

Além dessas aplicações industriais já existentes e estruturadas, diversos esforços no âmbito de pesquisa e desenvolvimento tecnológico estão sendo realizados para a aplicação do H_2V em processos que fazem a reconversão do H_2 para aplicações nos setores energéticos e químicos, conhecidos como Power-to-X [27] e que também serão discutidas neste tópico.

Tabela 5 – Resumo dos principais usos de H_2 em aplicações industriais e potencial para o futuro.

Setor	Papel atual	Procura do H_2 (2030)	Fornecimento do H_2V	
			Oportunidade	Desafio
Refino do petróleo	Usado para a remoção de impurezas (por exemplo, enxofre) do petróleo bruto. Também utilizado em volumes menores para areias betuminosas e biocombustíveis.	Aumento de 7% sob políticas existentes, derivadas da rigorosidade no uso de poluentes.	Substituição do H_2 utilizado para o H_2V.	Produção atual do H_2 é integrada nas operações de refinação. Os custos do H_2 influenciam no refino como todo.
Produção química	Fundamental para a produção de NH_3 e metanol, entre outros processos químicos de menor escala.	Aumento de 31% sob as políticas existentes para a NH_3 e metanol, devido ao crescimento econômico.		Competitividade dos suprimentos do H_2V depende dos preços de gás e eletricidade.
Produção de ferro e aço	7% da produção primária do aço ocorre via redução direta do ferro, que requer H_2. A rota do alto forno produz H_2 como subproduto em uma mistura de gases, que é utilizado no loca.	Aumento consoante a rota da redução direta avança em relação a rota dominante do alto forno.	Utilização do H_2V na rota de redução direta. Conversão total das usinas siderúrgicas para utilizar o H_2V como principal agente redutor.	As opções de oportunidades exigem custos de produção mais elevados e/ou alterações nos processos. Concorrência a longo prazo da eletrificação direta.

Fonte: adaptado de [18].

2.2.3.1 Power-to-X

O conceito de Power-to-X (PtX) refere-se à conversão da energia elétrica proveniente de fontes renováveis em outras formas de energia para usos e aplicações na área energética e química. Desse modo, o termo “X” indica a conversão da energia elétrica para algum uso final, seja em outra forma de energia ou alguma aplicação direta. Considerando que o H_2V é oriundo do uso de fontes renováveis e sua versatilidade como vetor energético, o conceito de PtX associa-se ao H_2V visto seu papel como um agente integrador e vetor para diversas aplicações [28].

Diante desse contexto, é relevante a descrição das variadas formas de PtX tendo o H_2V como vetor energético. A seguir, baseado em [28], serão apresentadas algumas definições dos processos de PtX em função da associação ao H_2V. Após a exposição dessas definições, será realizada uma maior descrição do potencial do H_2V em outros setores, como o elétrico, de transportes e outras aplicações industriais.

- Power-to-Power: reconversão do H_2V para utilização na rede elétrica. A reconversão pode ser feita através do uso de células a combustível, turbinas ou geradores a H_2.
- Power-to-Gas: produção de gases a partir do uso do H_2V para combinações. Pode citar-se como exemplo o metano sintético, produzido a partir da combinação de H_2 e CO_2 e a injeção do H_2 produzido na rede de gás natural.
- Power-to-Mobility: uso da energia elétrica para utilização em carros elétricos. O abastecimento dos carros elétricos pode ser diretamente via carregamento de baterias ou utilização do H_2V por meio das células a combustíveis.
- Power-to-Fuel: uso do H_2V para a geração de combustíveis líquidos sintéticos, no qual o H_2 combinado ao CO_2 e através de uma série de processos produz um óleo sintético e posteriormente o refino de combustíveis como a gasolina sintética, diesel sintético ou querosene de aviação sintético.

2.2.3.1.1 Indústria

Além do uso atual do H_2 em aplicações na indústria, conforme descrito no item 2.2.3 e na Tabela 5, há, no entanto, projeções para o uso do H_2V em outras demandas industriais como forma de atingir-se a descarbonização em seus processos. O papel do H_2V nas aplicações industriais torna-se cada vez mais crucial, tendo em vista as emissões de GEE que o setor massivamente emite em seus processos. Diante desse contexto, considera-se que o H_2V terá uma alta inserção no setor industrial, de forma que o setor seja o maior consumidor, com cerca de 3.900TWh de H_2V em 2050, sobretudo na indústria siderúrgica, química e produção de NH_3 [19].

Mundialmente, a indústria de cimento é vista como uma das aplicações mais poluentes do setor industrial, de forma que é responsável por cerca de 7% das emissões totais e globais de CO_2. Essas emissões tendem a aumentar em função do crescimento desta indústria, que possui uma média de crescimento anual para a produção do cimento clínquer de 1,6% ao ano [28]. Considerando a redução de emissões de GGE, o H_2V pode ser utilizado como combustível para substituição aos utilizados, de forma total ou parcial em misturas.

A utilização do H_2V em substituição ao gás natural na indústria de vidros também é uma opção considerada. A utilização do gás H_2 pode ser aplicada em diferentes etapas na fabricação de vidros. Esse setor possui uma relevância no alcance da descarbonização da indústria e estima-se que a utilização do H_2V poderia contribuir com cerca de 80% de redução de emissões de carbono na indústria de vidros [28].

O setor de mineração também se torna um campo de aplicação do H_2V, visto que pode ser utilizado a fim da descarbonização das operações de mineração e como combustível para os veículos pesados utilizados no setor de mineração, que apresentam um elevado consumo de diesel [28]. Nesse sentido, o H_2V pode ser utilizado como combustível nos veículos através do uso de células a combustível, bem como ser insumo de geração de energia ou armazenamento no local, garantindo a operação da mineração, especialmente em locais remotos.

2.2.3.1.2 Transporte

A redução das emissões de GEE no setor de mobilidade é uma das questões mais pertinentes no contexto de transição energética, dado que o setor de transporte é responsável por cerca de 24% das emissões diretas de CO_2, resultantes da combustão do combustível [28]. Diante disso, esforços estão sendo desenvolvidos para a descarbonização desse setor, como o uso crescente de carros elétricos ou híbridos. No entanto, a energia elétrica utilizada para eletrificar o setor automotivo ainda pode ser proveniente de fontes de combustíveis fósseis, devido ao perfil da matriz elétrica mundial. Neste cenário, o H_2V surge com um importante papel de garantia de uso de fontes renováveis para a mobilidade.

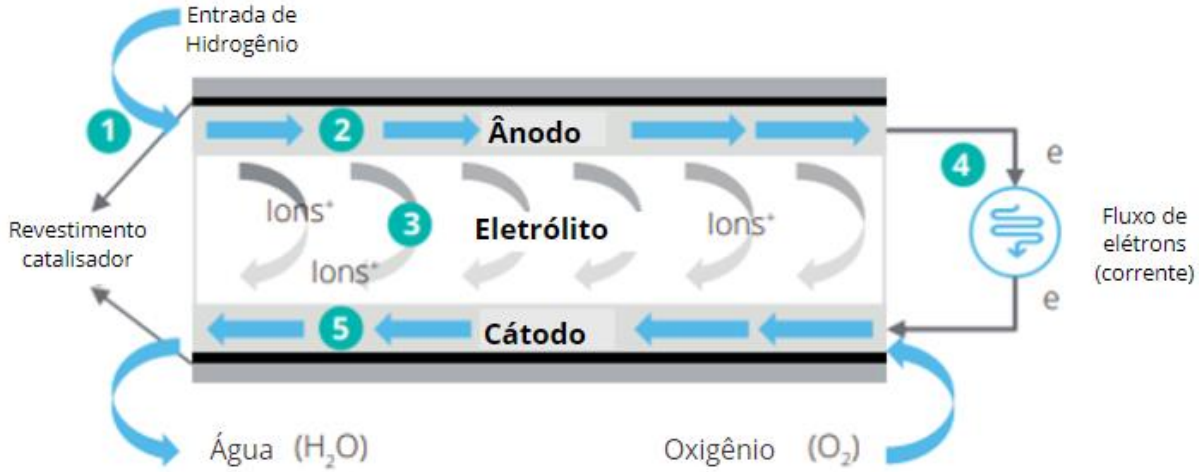
O H_2V pode ser utilizado diretamente como combustível em veículos em substituição de combustíveis fósseis convencionais em motores de combustão interna (ICE – *Internal Combustion Engine*) ou convertido em energia elétrica através do uso de células a combustível em veículos elétricos (FCEV – *Fuel Cell Electric Vehicle*). Considerando esses usos, projeta-se que o setor de transporte será o segundo maior utilizador de H_2V, com cerca de 1.100 TWh consumidos por ano até 2050 [19].

O uso do H_2V em motores de combustão interna pode ser dado através do uso exclusivo do H_2 como combustível, ou por meio de misturas do H_2 com outros combustíveis, como o diesel, gás natural ou biocombustíveis. Torna-se uma opção interessante para uma transição de desenvolvimento do mercado do H_2V e para redução de emissões. Em [29], são apresentados aspectos da alimentação dos ICEs via H_2V considerando sua evolução para um dos mais importantes combustíveis do futuro. Segundo o estudo, as vantagens do uso consistem na alta velocidade de combustão do H_2 na câmara de combustão do motor (cerca de 6 vezes maior que a da gasolina), contribuindo para a eficiência do motor. Além disso, a ampla faixa de inflamabilidade que o H2 possui permite que seja queimado em motores quando misturado com o ar em diferentes proporções (4%-75%). Entretanto, o uso ainda apresenta algumas desvantagens que necessitam ser superadas, como a emissão de óxidos de nitrogênio (NO_X) e baixa potência, além de desafios acerca da durabilidade e confiabilidade dos motores alimentados por H_2.

A utilização do H_2V em células a combustível consiste no objetivo de converter a energia química em energia elétrica, a partir de uma reação eletroquímica. A

dinâmica da célula a combustível consiste em uma reação simples entre H_2 e O_2, introduzidos na célula separadamente nos eletrodos, ou seja, cátodo e ânodo. Os dois eletrodos são separados pelo eletrólito, que consiste no meio condutor. Assim como os eletrolisadores, há diversos tipos de células a combustível com tecnologia diferentes, de forma a obter características de operação distintas, como temperatura, eficiência, faixa de potência, entre outros. A Figura 10, representa o princípio de operação das células a combustível. Dentre os tipos de células a combustíveis disponíveis, as PEMFCs e SOFCs são as mais utilizadas. Em particular, as PEMFCs são um dos tipos mais promissores e já estão em fase de comercialização, no entanto, ainda é necessário mais desenvolvimento para a redução de custos, aumento de durabilidade e otimização do desempenho [30].

Figura 10 – Princípio de funcionamento das células a combustível.



Fonte: adaptado de [31].

2.2.3.1.3 Setor elétrico

Os principais desafios da integração de fontes de energia renováveis, como a fotovoltaica e eólica, consistem em uma maior variabilidade da oferta e menor previsibilidade, dada a característica intermitente deste tipo de geração, trazendo novos desafios para uma operação segura dos SEP. Nesse sentido, o H_2V adentra como um suporte neste desbalanceamento entre a oferta e demanda no sistema. Visto que os excedentes de geração podem ser utilizados para a produção do H_2V, evitando corte de geração e em momentos de picos de demanda, o H_2V produzido e armazenado poderá ser reconvertido em energia elétrica, mediante o uso de células de combustível, turbinas ou geradores [3].

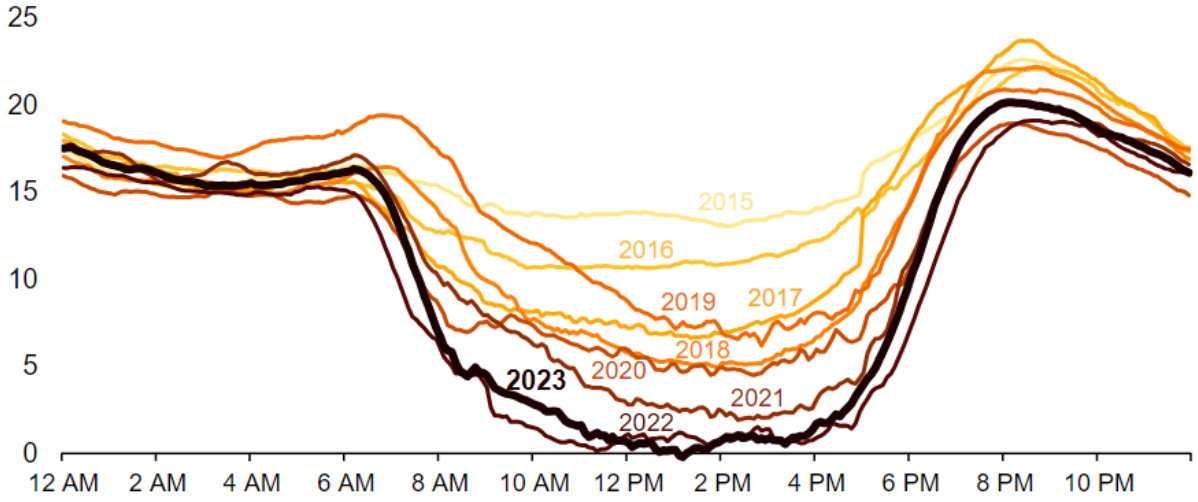
Apesar dos desafios atuais do armazenamento de H_2V, essa aplicação pode ser considerada uma opção de uso para a reconversão posterior, supondo os avanços tecnológicos e desenvolvimento do mercado de H_2V. Além disso, a questão de armazenamento está se tornando cada vez mais necessária visando a flexibilidade operativa dos sistemas elétricos face à intermitência da geração renovável e expansão contínua desta geração na matriz elétrica mundial.

A demonstração clara da necessidade de armazenamento para o equilíbrio da oferta e demanda consiste no perfil da geração renovável *versus* o perfil da carga. Um exemplo, na Figura 11, pode ser visto na rede da Califórnia, que possui uma alta capacidade de geração renovável, sobretudo de fotovoltaica que faz com que a carga líquida diminua bruscamente durante o dia, enquanto durante o período noturno, em que não há esta geração, a carga liquida tem um aumento significativo, criando rampas de déficit. Para esse tipo de comportamento denomina-se curva do pato (*Duck Curve*), e à medida que a capacidade solar aumenta, as curvas de rampa ficam ainda mais acentuadas [32]. Este comportamento, no entanto, está cada vez mais sendo reproduzido no sistema elétrico brasileiro, demonstrando a indispensabilidade do setor elétrico pensar em estratégias de contorno desta operação [4].

Em contrapartida à necessidade de armazenamento, a intermitência das fontes renováveis e crescimento acelerado deste tipo de geração, faz com que também haja excesso de energia, de forma que não há como alocar toda a geração à carga existente, seja por falta de demanda ou por limites de transmissão. Tendo isso em vista, para o controle da frequência do sistema ou de limites sistêmicos de

transmissão, é necessário que ocorra cortes de geração, processo denominado como *curtailment* [15]. Nesse sentido, e como objetifica este trabalho, o H_2V poderá ser visto como uma demanda para a alocação nestes momentos de geração excedente. A produção de H_2V quando há elevados excedentes de geração pode ser considerada como uma estratégia econômica, operacional e de flexibilidade para os sistemas elétricos [21].

Figura 11 – Comportamento da carga líquida no sistema elétrico da Califórnia em 2015-2023, em gigawatts.

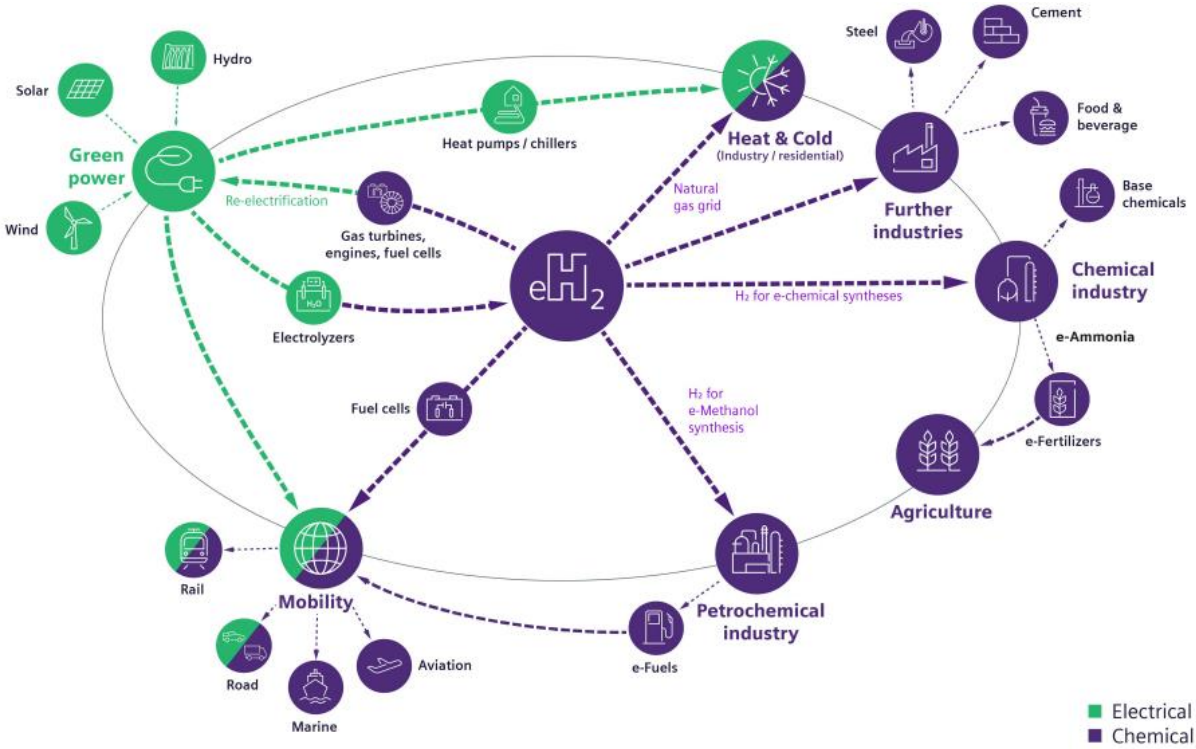


Fonte: retirado de [32].

Outro uso do H_2V no setor elétrico se deve a aplicações em termelétricas. Apesar das emissões de GEE e de sua inflexibilidade, atualmente as termelétricas desempenham um papel importante no despacho da energia elétrica, especialmente diante das fontes intermitentes. As termelétricas possuem a característica de geração flat, ou seja, se mantém em uma taxa constante de geração, oferecendo uma base constante na oferta. Posto isso, para uma operação mais descarbonizada desse tipo de geração, as termelétricas poderão utilizar o H_2V como insumo substituto no processo de queima do combustível utilizado. O H_2V pode ser utilizado de forma exclusiva ou em misturas para aumentar a eficiência do processo, bem como reduzir as emissões de carbono.

Ainda em complementaridade aos usos expostos do H_2V, a Figura 12 apresenta um diagrama de acoplamento entre as fontes renováveis e o H_2V para o suprimento de diversas demandas PtX, possibilitando a descarbonização nos variados setores.

Figura 12 – Acoplamento dos setores através do H_2V.



Fonte: retirado de [27].

2.2.4 Panorama de viabilidade do H_2V

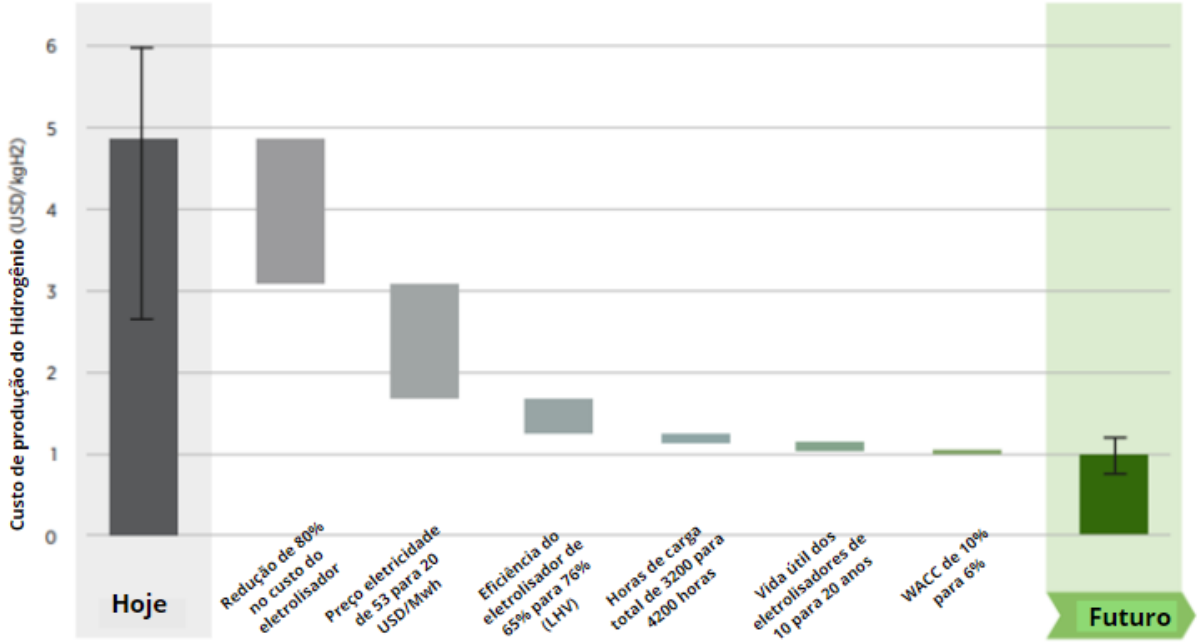
Diante do contexto apresentado, considerando todo o potencial de aplicação do H_2V em diversos setores, bem como seu despontamento como um vetor energético necessário para consolidar a transição energética, torna-se necessária a análise da viabilidade do H_2V. Nesse âmbito, é importante mencionar as projeções de demanda futura e as perspectivas de redução dos custos de produção e dos custos que englobam a cadeia de fornecimento. Metas de descarbonização nos setores energéticos e incentivos econômicos serão essenciais para o estabelecimento do mercado do H_2V e contribuirão para um cenário viável de produção e consumo do H_2V.

De acordo com as projeções apresentadas em [2], o H_2 terá um papel significativo na matriz energética mundial até 2050, representando aproximadamente 18% da energia consumida mundialmente. Este montante de energia proveniente do H_2 poderá resultar em uma redução anual de 6 gigatoneladas nas emissões de CO_2.

Dessa forma, para o atendimento ao aumento desta demanda futura, o panorama de uso do H_2V em larga escala está estritamente condicionado aos seus custos, que, atualmente, ainda são elevados. A queda dos custos da energia proveniente de fontes renováveis, que representam a maior parcela do custo total de produção do H_2V, garantirá sua competitividade em relação aos outros tipos de H_2. De acordo com [28], a trajetória dos custos do H_2V até a sua viabilidade pode ser atribuída pelo crescimento de investimentos e projetos do H_2V em larga escala, que, consequentemente, impacta na redução de custos da cadeia do H_2V.

Atualmente, a maior parcela nos custos de produção e o que torna o H_2 cinza mais viável economicamente em relação ao H_2V, é a necessidade de uso fontes renováveis, essencial para a alimentação da planta de eletrólise. Assim sendo, o baixo custo das fontes renováveis é uma condição necessária para a competitividade do H_2V. Além dos custos da energia renovável, também são necessárias reduções nos custos na planta de eletrólise. Nessa perspectiva, a Figura 13 apresenta como os custos da energia de fontes renováveis e os custos dos eletrolisadores, assim como a perspectiva de aumento de sua eficiência e vida útil, estão associados à expectativa de redução do custo do H2V, podendo chegar até 80% de redução [33].

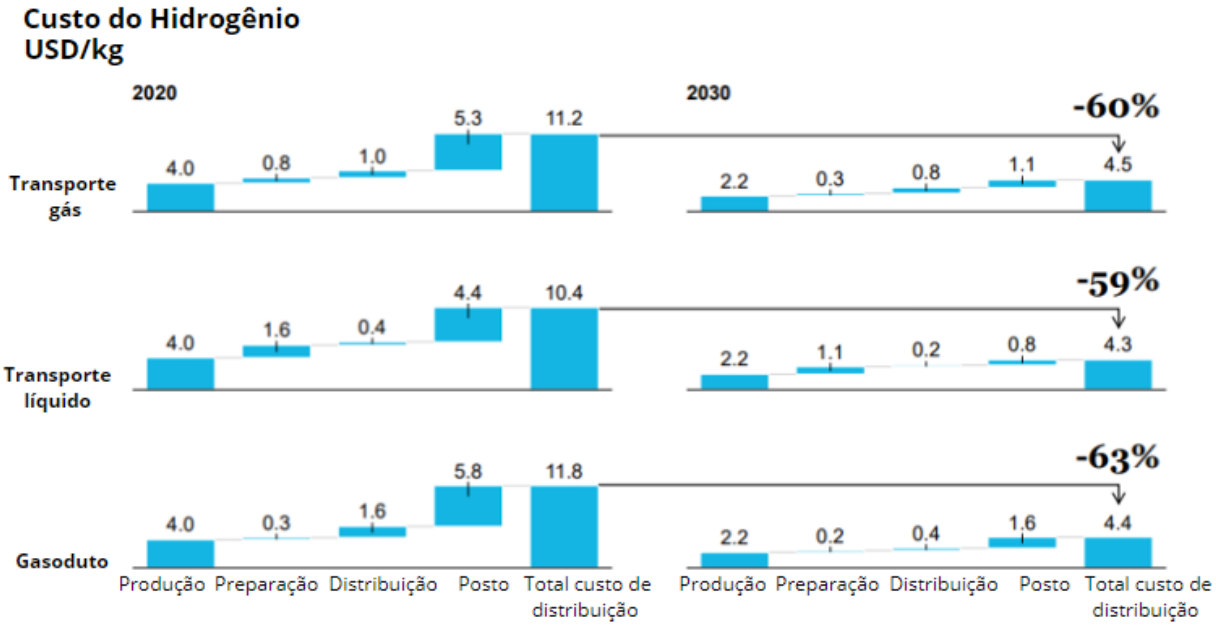
Figura 13 – Redução dos custos do H_2V em função das fontes renováveis e dos eletrolisadores.



Fonte: adaptado de [33].

Além das questões de produção mencionadas, outro aspecto importante para a competitividade do H_2V está relacionado aos custos de transporte e distribuição. Estima-se que haverá reduções significativas nos custos de produção e transporte do H_2 em várias rotas durante a próxima década, em função da ampliação dos canais de distribuição e postos de atendimento, além do aumento da demanda e da capacidade de volume transportado [2]. A Figura 14 apresenta essas análises de redução de custos.

Figura 14 – Redução dos custos e do transporte de H_2V, em USD/kg.

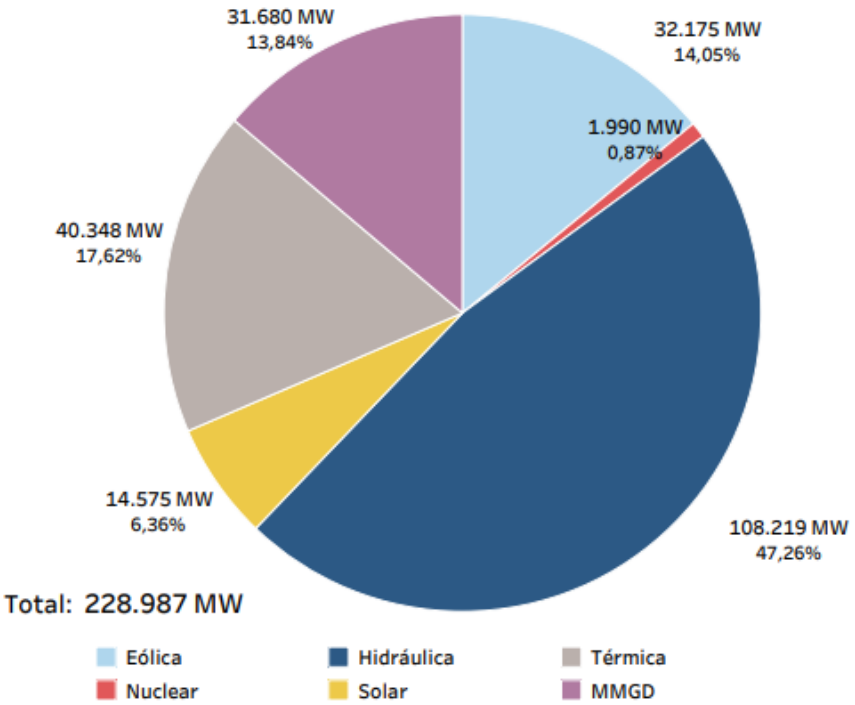


Fonte: adaptado de [33].

3 MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA E DESAFIOS DA INTEGRAÇÃO DE EÓLICAS E FOTOVOLTAICAS À REDE

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) possui uma matriz elétrica caracterizada pela diversificação de fontes e por ser predominantemente renovável. A fonte hídrica é um elemento relevante na matriz elétrica, uma vez que o sistema dispõe de instalações hidrelétricas de grande porte, que permitem o aproveitamento das sazonalidades hidrológicas para a geração de energia. Outrora, esse tipo de fonte foi responsável, juntamente com as termelétricas, pela geração exclusiva de energia no país. Entretanto, devido ao potencial geográfico e energético do país, incentivos governamentais e pela transição energética, é possível notar uma evolução expressiva na capacidade instalada no SEB das fontes de energia intermitentes, como a eólica e solar. A Figura 15 ilustra os montantes das fontes de energia que compõem a matriz elétrica brasileira, tendo o ano de 2024 como referência. Além da geração, o sistema conta com uma extensa malha de transmissão da Rede Básica, que, em 2023, totalizou 171.640 km de extensão [34] e conta com previsões de amplificação da extensão a partir dos leilões de transmissão.

Figura 15 – Matriz de energia elétrica brasileira por fonte.



Fonte: retirado de [34].

3.1 O Sistema Interligado Nacional

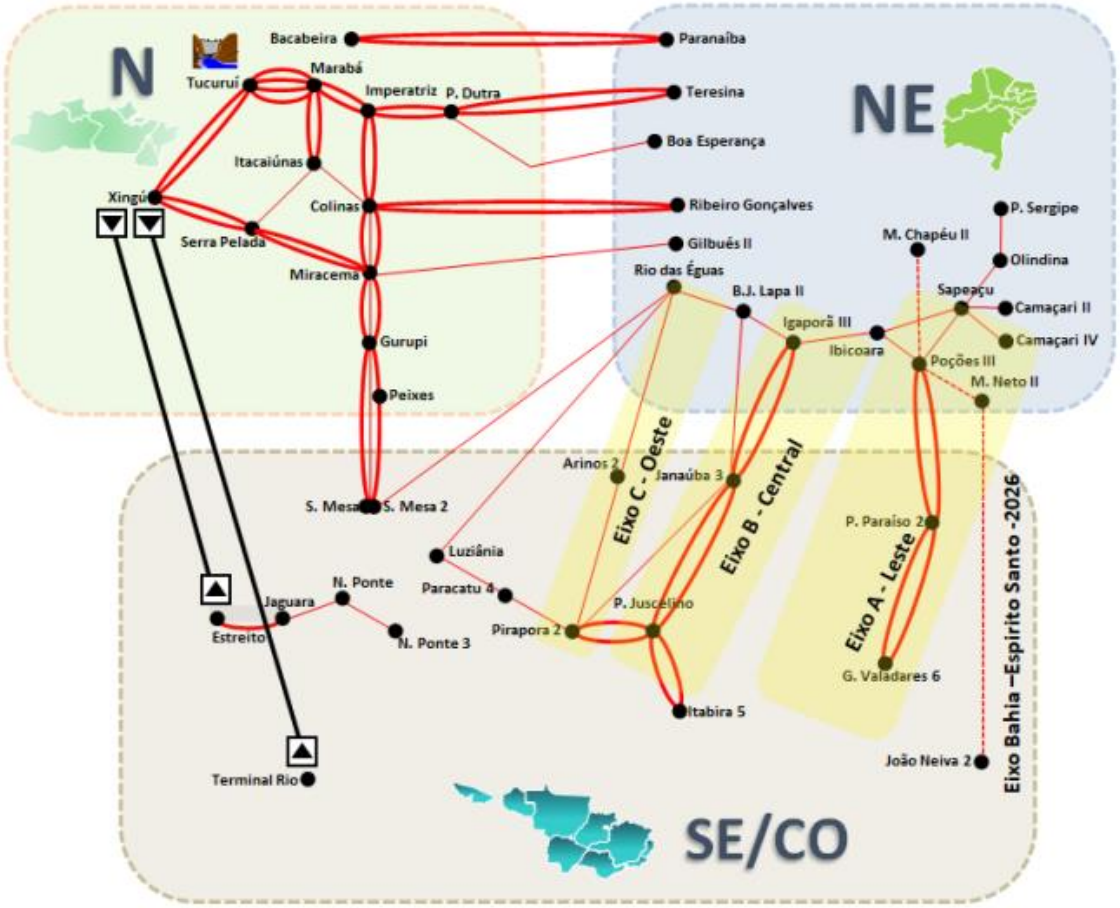
Uma importante característica do SEB diz respeito à sua operação interligada. Através da extensa malha de transmissão do país, há a interligação entre os sistemas elétricos das regiões, que possibilita a transferência da energia. Dessa forma, o SIN permite a transferência e o intercâmbio de grandes montantes de energia entre os subsistemas existentes, de forma a aproveitar as sazonalidades das bacias hidrográficas do país e o potencial dos outros tipos de fontes de acordo com cada região [34]. A interligação resulta em ganhos sistêmicos para a operação, visto que a interconexão propicia uma maior confiabilidade do sistema no atendimento à demanda do país. Dessa forma, o SIN é dividido em quatro subsistemas, relacionados às posições geográficas do país: Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Sul (S), Norte (N) e Nordeste (NE).

Para que seja possível a transferência de energia entre os subsistemas supracitados, são utilizadas interligações regionais compostas por diversos troncos de linhas de transmissão. A interligação do sistema promove uma otimização do sistema frente aos recursos energéticos disponíveis, visto que é possível o intercâmbio de energia entre as regiões exportadoras e importadoras. Entretando, tendo em vista a segurança operacional do SIN, são estabelecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), limites de fluxos entre as interligações. Esses limites são compostos pela capacidade das linhas de transmissão que compõem as interligações regionais. Para o entendimento, a Figura 16 ilustra as interligações dos subsistemas N, NE e SE/CO, bem como as linhas de transmissão que compõem o sistema de interligações

Os limites de fluxo são constantemente revisados pelo ONS, tendo em vista a evolução do SIN, seja pelo crescimento da capacidade instalada de geração ou pela instalação de novos equipamentos de transmissão. A revisão desses limites traz destaque para o aumento expressivo das fontes de energia renovável e a necessidade de escoamento da geração, sobretudo no Nordeste, o que tem levado a uma mudança de comportamento dos intercâmbios de energia entre os subsistemas [4]. É importante ressaltar que, além dos limites de fluxo, a operação do sistema conta com diversos aspectos de proteção, sobretudo nas interligações. Em situações de distúrbios na rede elétrica, como, por exemplo, a perda de um grande bloco de energia que leva a

variações bruscas da frequência da rede, a fim de evitar maiores danos para todo o sistema, há o isolamento das regiões que compõem o SIN.

Figura 16 – Interligação dos subsistemas N, NE e SE/CO.



Fonte: retirado de [4].

Acerca dos limites atuais dos fluxos entre as regiões do SIN, tendo como foco o NE, visto seu potencial de exportação, a Tabela 6 resume esses limites sistêmicos existentes e em operação normal, de acordo com as siglas que compõem as regiões: Fluxo Nordeste / Norte (FNEN) e Fluxo Nordeste / Sudeste (FNESE). Sendo a Exportação pela região NE (Exp NE) o somatório destes fluxos, FNESE + FNEN. Além destes limites sistêmicos entre as interligações, o ONS também estabelece inequações para controle de fluxo em linhas de transmissão presentes em regiões de elevado escoamento de geração.

Ressalta-se que os limites que compõem a FNESE são determinados também em função do montante de potência transmitida entre os bipolos de Xingu – Estreito (F_{XGET}) e Xingu – Terminal Rio (F_{XGTR}). Todas as informações acerca dos limites sistêmicos das interligações estão presentes nas Instruções de Operação do ONS.

Tabela 6 – Limite de fluxos das interligações do NE.

Fluxo	**Limite (MW)**	
FNEN	≤ 4.800	
FNESE	$F_{XGET} + F_{XGTR} \leq 3.000$	Limite em função do desempenho de tensão e carregamento do sistema.
	$3.000 < F_{XGET} + F_{XGTR} \leq 6.000$	6.500
	$6.000 < F_{XGET} + F_{XGTR} \leq 7.000$	5.500
	$7.000 < F_{XGET} + F_{XGTR} \leq 8.000$	5.000
EXP NE	≤ 11.600	

Fonte: adaptado de [35].

Para o controle dos limites de fluxo estabelecidos, são utilizados pela operação do sistema, fatores de sensibilidade. Em caso de os fluxos chegarem próximos aos limites superiores das inequações determinadas, é necessário que haja um redespacho da geração, conforme os procedimentos estabelecidos nas Instruções de Operação e previamente estudadas pelo planejamento da operação [4].

Considerando a dinâmica da interligação do SIN, esta operação pretende tornar-se cada vez mais complexa, tendo em vista que a capacidade instalada das fontes de geração renováveis no SIN, está evoluindo intensivamente nos próximos anos. Consoante os dados fornecidos no Plano de Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN (PAR/PEL) [4], é possível visualizar a evolução massiva da capacidade de geração instalada no SIN para os próximos anos. Nesse sentido, a Tabela 7 reúne os dados, em MW, da capacidade instalada das fontes de geração, instaladas e contratadas, que compõem a matriz elétrica brasileira, no ano corrente de 2024 e no horizonte de 2027. Ressalta-se que as previsões da Micro e Minigeração Distribuída

(MMGD) são informadas pelas distribuidoras e que os montantes de geração centralizada especificados são considerados os que contemplam o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) assinado. No entanto, ainda há um expressivo montante a mais de usinas eólicas e fotovoltaicas, que somam 19 GW em 2027 e que podem integrar-se ao SIN, visto que possuem parecer técnico de acesso assinado ou em andamento, que é condicionante à assinatura do CUST [4].

Tabela 7 – Evolução da capacidade de geração instalada no SIN, em MW.

Tipo	2024 (MW)	2027 (MW)
Hidráulica	101.000	101.000
Térmica	26.610	31.400
PCH	7.396	7.800
MMGD	32.608	42.260
Biomassa	16.347	16.700
Eólica	35.630	38.180
Solar	31.810	44.220
Total	**251.401**	**281.560**

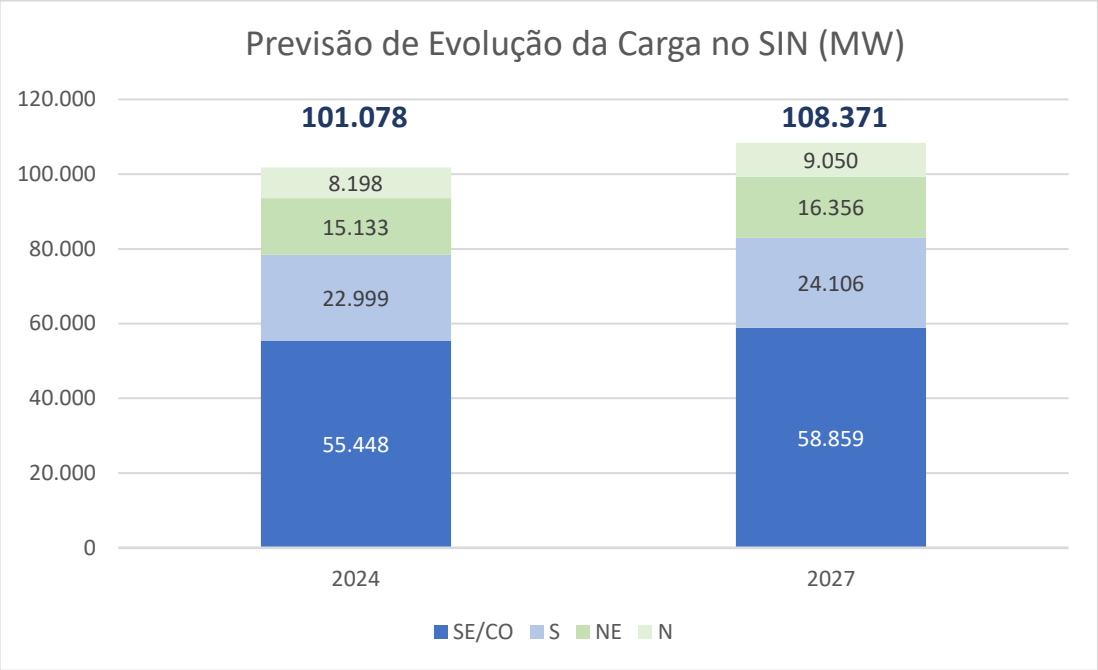
Fonte: adaptado de [4].

Face ao crescimento exposto da geração renovável no sistema, aos limites atuais de fluxos entre os subsistemas e às capacidades das linhas de transmissão, esforços no âmbito da transmissão têm sido efetivos no sentido de diminuir as restrições de escoamento desta geração. Um exemplo disso é visto nos últimos leilões de transmissão, em que a finalidade da expansão da transmissão tem sido pautada em possibilitar o escoamento da geração contratada e a ampliação de margens para conexão de novos empreendimentos, além da garantia ao atendimento à demanda. No primeiro leilão deste ano corrente de 2024, dos 15 lotes propostos que incluem linhas de transmissão e subestações, 11 deles possuíram esta finalidade descrita [36].

Entretanto, contrapondo a evolução da geração, a previsão da carga, no mesmo horizonte de 2024 até 2027, é previsto um crescimento de 7% de acordo com o gráfico apresentado na Figura 17. A previsão de crescimento da carga no SIN, frente à projeção de crescimento da geração renovável, demonstra que o sistema não terá um incremento de carga capaz de acomodar parte significativa dessa geração futura

prevista, especialmente no período diurno, dada a evolução massiva da MMGD e das UFVs [4]. O que traz aspectos relevantes de desafio para a operação do SIN, singularmente em relação à flexibilidade operativa, dado o atendimento a rampas de cargas, cargas baixas e nas restrições efetivas de geração renovável.

Figura 17 – Previsão da carga máxima no SIN.



Fonte: elaboração própria a partir de [4].

Além do baixo incremento de carga no SIN em comparação aos montantes previstos de geração, o aumento expressivo da MMGD é um dos impactos dos Recursos Energéticos Distribuídos (RED) na operação elétrica do sistema. Como apresentado na Tabela 7, a previsão é que um pouco mais de 42 GW da matriz elétrica do SEB esteja alocada na distribuição. Demonstrando a necessidade da coordenação do ONS com as distribuidoras, visto que este montante trará uma maior descentralização e variabilidade da geração e uma redução brusca da carga líquida vista pelo sistema de transmissão. Acerca deste aspecto de impacto na carga líquida, dentre outros impactos, serão discutidos no tópico seguinte.

3.1.1 Desafios da Alta Integração de Geração Intermitente

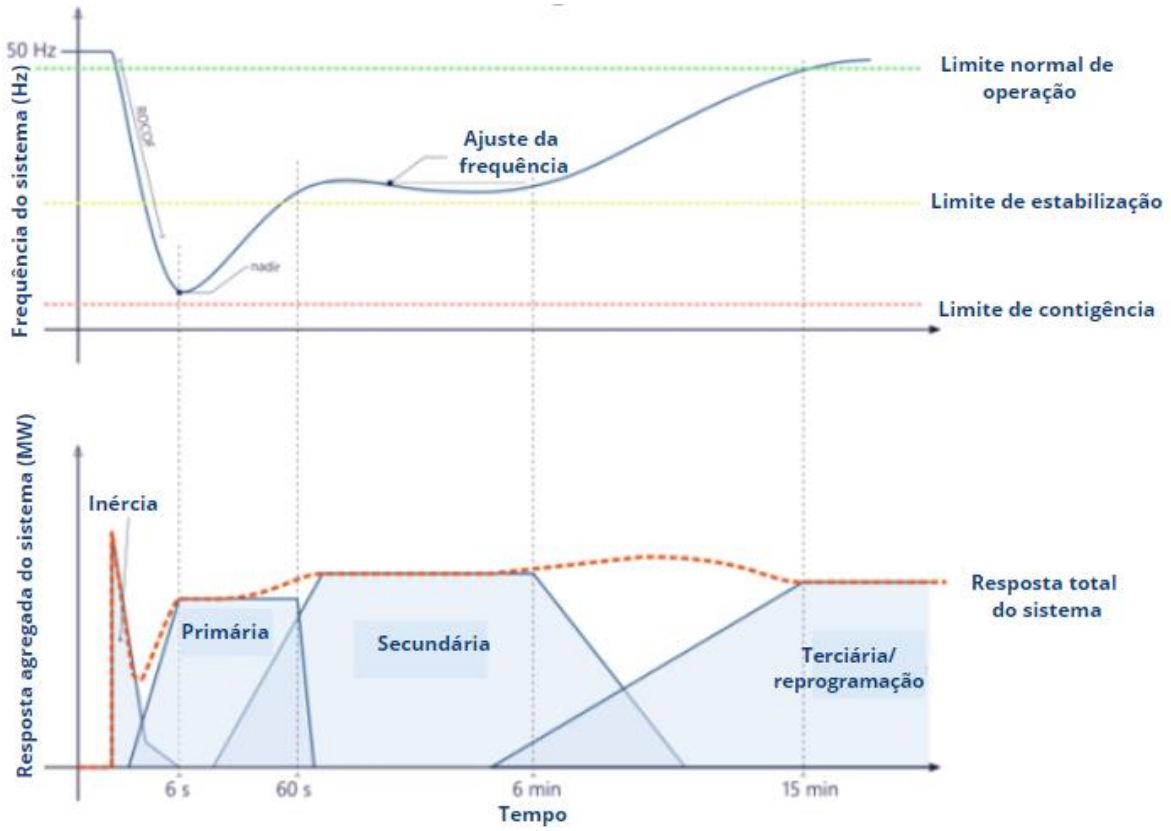
A estabilidade dos sistemas de potências refere-se ao conceito da capacidade do sistema de manter-se em um estado de equilíbrio operacional sob condições normais da operação, bem como de recuperar os limites operativos após ser submetido a uma perturbação. Tendo em vista que, dependendo da topologia da rede, das condições de operação do sistema e da natureza da perturbação, o sistema pode apresentar diferentes formas de instabilidade. Nesse sentido, a análise da estabilidade do SEP pode classificar-se em angular, visando manter o sincronismo das unidades geradoras; tensão, para a manutenção das tensões dentro limites aceitáveis; e frequência, para a capacidade de controle da frequência dentro dos limites após um desequilíbrio significativo entre a carga e geração [37].

Com foco na estabilidade de frequência, o controle da frequência em um sistema é realizado através da potência ativa, a qual depende intrinsecamente do balanço entre a carga e a geração do sistema. Tendo em vista as condições normais de operação, a frequência do sistema se preserva em torno de um valor nominal. No caso do SEB, a frequência nominal do SIN é de 60 Hz. O equilíbrio entre a carga e a geração no SEP deve se manter constante, de modo que, se a geração for maior que a carga, haverá a condição de sobrefrequência, enquanto na condição oposta, a subfrequência será estabelecida. O equilíbrio poderá ser perdido em caso de perturbações que levem a perdas de grandes blocos de geração ou de carga. Em um evento de grande variação da frequência elétrica, a resposta dinâmica do sistema pode ser dada a partir de métodos de controle para o retorno ao equilíbrio [38]. Nessa perspectiva, a Figura 18 apresenta a resposta ideal do sistema no reestabelecimento da frequência nominal após a perda de um bloco de geração.

Na resposta do sistema, é possível verificar as fases do controle efetivo da frequência. Inicialmente, tem-se a resposta inercial associada à taxa de variação da frequência (ROCOF - *Rate of Change of Frequency*). A inércia de um sistema determina a rapidez com que a frequência responde a variações de carga ou geração, ou seja, quanto menor a inércia do sistema, maior será a ROCOF nos segundos após a perturbação. Tipicamente, a resposta inercial do sistema é proveniente das máquinas síncronas conectadas à rede, que provêm a inércia de forma instantânea através da energia cinética armazenada das massas girantes. Em seguida à resposta

inercial, tem-se a resposta de regulação primária, que tem seu mecanismo de controle baseado na resposta automática dos reguladores de velocidades instalados nas unidades geradoras, de forma a limitar a variação de frequência. Adicionalmente, há a atuação da resposta de regulação secundária, executado pela atuação do Controle Automático de Geração (CAG), que coordena a resposta a partir do ajuste da geração. No SIN, as usinas participantes do CAG são determinadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que podem ser usinas hidrelétricas e termelétricas com potência igual ou superior a 400 MW [38] [39].

Figura 18 – Resposta ideal de frequência em um sistema após perturbação.



Fonte: adaptado de [38].

Os conceitos de estabilidade e controle de frequência são fundamentais no contexto da transição energética do SEB, devido à alta penetração de fontes renováveis, que impacta diretamente a resposta dinâmica convencional do sistema. A transição para o uso de fontes renováveis na matriz elétrica provoca mudanças na resposta tradicional do sistema e na sua estabilidade, visto que os geradores

síncronos conectados à rede estão sendo substituídos por conversores baseados em eletrônica de potência, que intrinsicamente não possuem resposta natural a perturbações de frequência. Dessa forma, a integração massiva das fontes renováveis e o deslocamento do uso das máquinas síncronas resultam em um novo ponto de operação, sobretudo para um sistema de baixa inércia [40].

Nesse contexto, considerando que a resposta de controle de frequência frente a perturbações é fundamentada na resposta das fontes de geração conectadas à rede, é necessário que, para a integração das fontes intermitentes, sejam estabelecidos requisitos técnicos para a conexão desses empreendimentos ao sistema, visando garantir a estabilidade em operação normal ou frente a contingências [41].

3.1.1.1 Procedimentos de Rede

Na conjuntura do SEB, os requisitos técnicos mínimos para conexão das instalações de transmissão são estabelecidos pelo ONS através dos Procedimentos de Rede. Em relação à conexão de usinas eólicas e de fotovoltaicas, os Procedimentos têm sido evolutivos face ao avanço contínuo da capacidade instalada dessas usinas, a fim de resguardar o funcionamento do SIN nos limites aceitáveis de operação. Dessa forma, através das exigências estabelecidas, garante-se que as fontes de energia renováveis atuem de forma semelhante às usinas convencionais, para desempenharem um papel de suporte na estabilidade à rede que estão conectadas [42].

Em sequência, de acordo com [39], serão descritos alguns exemplos dos principais regulamentos técnicos no tocante à conexão das centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas, assim como os métodos de controle.

- Inércia sintética: destinados para centrais geradoras eólicas com potência superior a 10 MW, de forma a extrair a energia cinética das massas girantes, os aerogeradores devem possuir controladores que emulem a inércia mediante a modulação transitória da potência de saída, com uma contribuição de pelo menos 10% da sua potência nominal, por no mínimo 5 segundos. Ressalta-se que a injeção inicial de potência ativa é proporcional à variação da frequência de forma a limitar a ROCOF.

- Geração/absorção de potência reativa: para o atendimento a esse requisito, a central geradora deve, em regime permanente, operar com fator de potência indutivo ou capacitivo dentro da faixa estabelecida de geração/absorção de potência reativa e representada na ‘Curva da Pipa’. Essa condição também deve ser estendida às situações em que a central não esteja produzindo potência ativa. As centrais devem dispor de recursos de controle para gerar ou absorver potência reativa, a depender da necessidade do SIN e do seu controle de tensão.
- Modos de controle: a fonte geradora deve ser capaz de operar em três diferentes modos de controle. Por controle de tensão, sendo esse o controle normal, que visa contribuir com a manutenção dos níveis aceitáveis de tensão nos barramentos da rede; controle de potência reativa; e por controle de fator de potência. Em relação a esses dois últimos modos de controle, podem ser ativados em função de solicitação do ONS, conforme a necessidades do sistema.
- Regulação primária de frequência: de forma semelhante à regulação primária das fontes convencionais, como as hidrelétricas e termelétricas, as centrais geradoras renováveis poderão injetar potência ativa à rede, em função da variação da frequência do sistema.
- Injeção de corrente reativa sob defeito: em situações de variações transitórias de tensão, as unidades geradoras deverão oferecer suporte à rede através da injeção de corrente reativa para tensões de sequência positiva inferiores a 85% e absorção quando as tensões atingirem um patamar acima de 110%. Ainda conforme [42], esse requisito é adotado por vários operadores de energia elétrica em diversos países que possuem uma alta integração de renováveis, visto que a corrente reativa pode auxiliar na recuperação da tensão e sustentar a estabilidade do sistema.
- Suportabilidade a subtensões e sobretensões dinâmicas: em caso de haver variações de tensão temporárias, causadas por algum distúrbio na rede, as centrais geradoras deverão ter a capacidade de continuarem conectados ao SIN. Contanto que, a tensão medida nos terminais dos

aerogeradores ou inversores permanecer dentro da região de tensão *versus* tempo estabelecida pelo ONS.

Assim sendo, além desses requisitos técnicos que se relacionam ao suporte à estabilidade do sistema pelas fontes de energia renováveis, os Procedimentos de Rede também garantem outros aspectos de confiabilidade e segurança da rede no tocante à conexão dessas fontes, como, por exemplo, requisitos de qualidade de energia, participação das usinas em sistemas especiais de proteção e instalação de sistemas que promovem o monitoramento do SIN, como o de registro de perturbações e unidades de medição de sincrofasores (PMU – *Phasor Measurement Unit*) [39].

3.1.1.2 Curtailment e atendimento à rampa

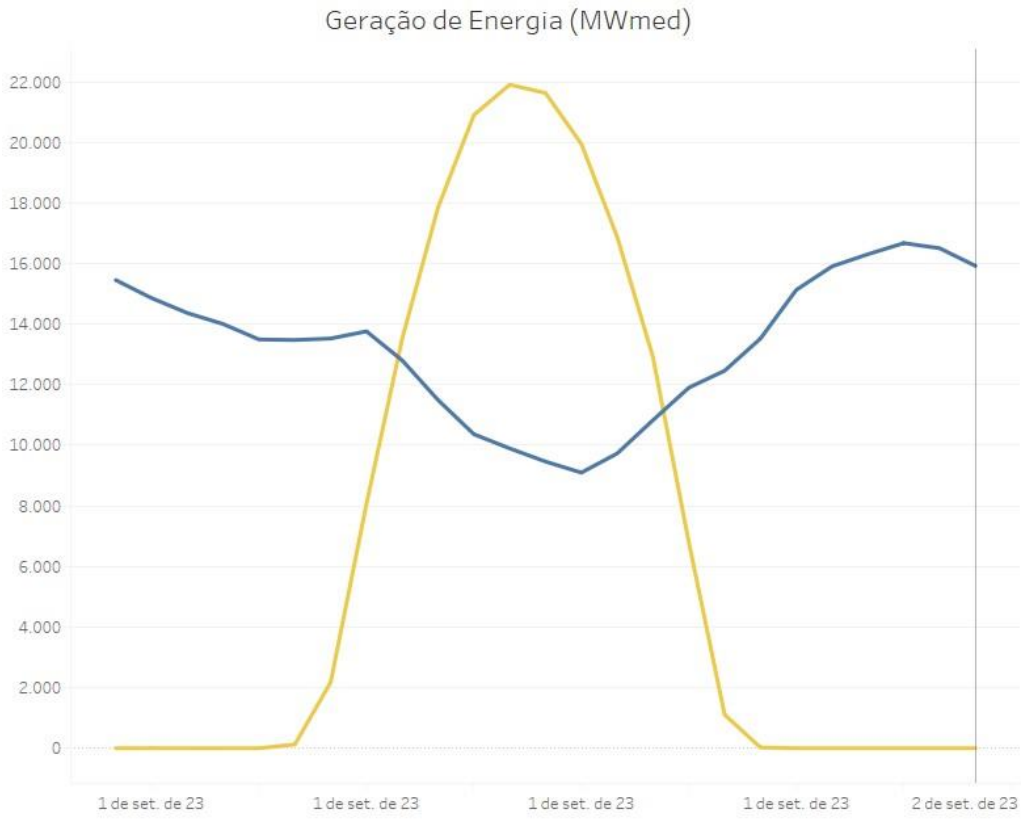
Define-se como *curtailment* a redução, de forma ampla, da capacidade de geração das fontes de energia renováveis. Essa redução pode ocorrer por restrições na rede elétrica ou quando a oferta da energia elétrica se torna superior à demanda, visando à manutenção da estabilidade do sistema. No entanto, à medida que a integração da energia eólica e solar à rede aumenta, os níveis de *curtailment* também tendem a aumentar, demonstrando a necessidade de medidas de mitigação ou mudanças operacionais nos sistemas elétricos para operar com as restrições da energia renovável [43].

Em uma perspectiva do SEB, conforme a capacidade de geração instalada do SIN e dos seus limites de fluxo, apresentados no item 3.1, a ocorrência das restrições diárias de geração que são coordenadas pelo ONS, tem como intuito o controle da frequência do sistema, o atendimento das inequações de operação normal e o controle dos fluxos sistêmicos. As restrições também são intensificadas devido à característica de intermitência dessas fontes, ou seja, dependem de variáveis ambientais para a sua produção. A sazonalidade das fontes intermitentes torna-se mais um desafio da operação do SIN, visto que os níveis de restrições podem ser agravados pelo excesso de geração [44].

Não obstante, o perfil da sazonalidade das fontes eólica e solar leva à sua complementariedade, visto que a energia fotovoltaica inicia sua geração durante o período diurno a partir da radiação solar, atingindo picos ao meio-dia e decresce no fim da tarde. Por outro lado, em função da velocidade dos ventos, a geração de

energia eólica atinge maiores patamares nos horários em que há uma menor incidência solar, isto é, no fim da tarde e madrugada [44]. Nesse sentido, pode-se observar na Figura 19 a complementariedade horária entre essas fontes no SIN, demonstrando que o uso em conjunto se trata de uma forma de compensar as variabilidades específicas de cada fonte.

Figura 19 – Complementariedade da geração eólica e solar no SIN durante o dia.

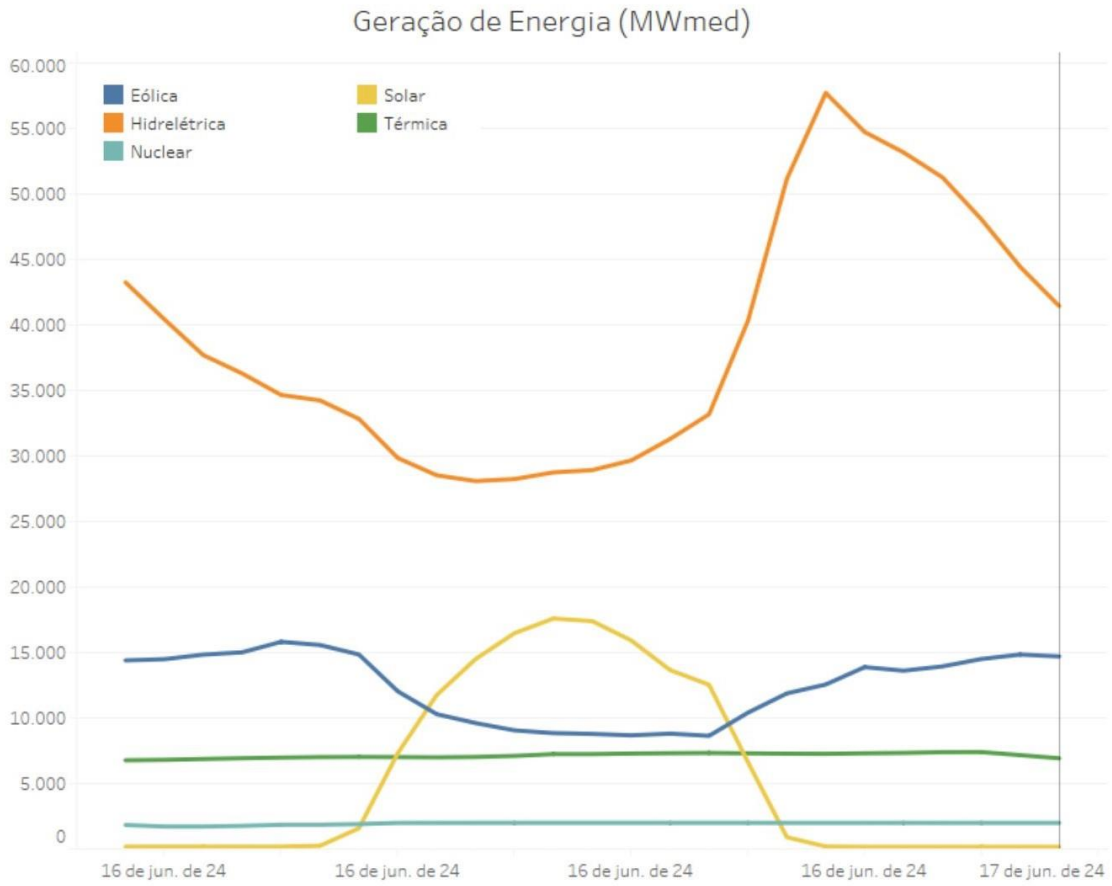


Fonte: adaptado de [45].

Em contrapartida, a integração dessas fontes impõe novos critérios de flexibilidade operativa no SIN, visto que o perfil das fontes renováveis não é controlável e estabelece novos requisitos para a operação. A partir da Figura 20, é possível observar o comportamento atual da geração em atendimento à carga no SIN. Na base, tem-se as gerações térmica e nuclear, operando de forma inflexível. Conforme a disponibilidade da geração eólica e solar, é realizado o despacho dessas gerações.

Por fim, o recurso de flexibilidade é proporcionado pelas usinas hidrelétricas, que são excursionadas para o atendimento à carga na ponta [46].

Figura 20 – Geração de Energia no SIN por tipo de fonte.

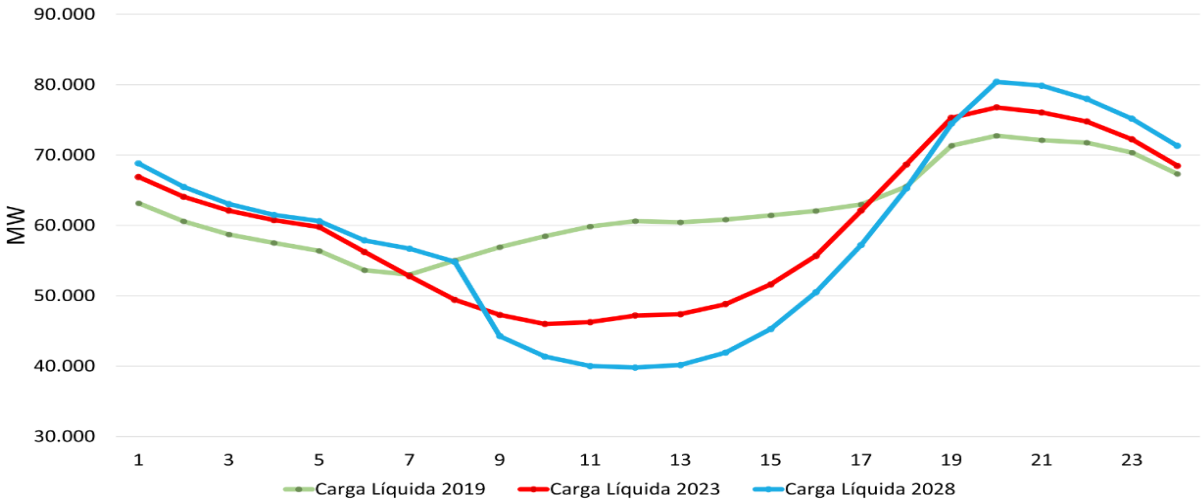


Fonte: adaptado de [45].

Observa-se, no entanto, que atualmente as hidrelétricas desempenham um papel fundamental na flexibilidade da operação, sendo a variável de ajuste para compensar o deslocamento entre a oferta de geração renovável e o pico da demanda. Entretanto, à medida que a geração não controlável cresce, sobretudo a solar centralizada e a MMGD, ocorre a diminuição da carga líquida durante o período diurno e, ao fim do dia, quando essa geração não está mais disponível, há um aumento expressivo na demanda. A gestão dessa rampa para atendimento ao pico de carga é realizada pela geração hidráulica [46].

Na Figura 21, é ilustrado o impacto no SIN da geração intermitente na redução da carga líquida do sistema e no aumento da rampa de carga. Para esse cenário atual de operação, torna-se imprescindível a estruturação de sistemas de armazenamento de energia elétrica que ofereçam a flexibilidade e segurança necessárias para uma integração cada vez mais expressiva das fontes de energia renovável [3] [46].

Figura 21 – Comportamento da carga líquida no SIN.



Fonte: retirado de [4].

3.1.1.3 O H_2V como Ativo de Suporte à Rede

De modo semelhante ao apresentado no item 2.2.3.1.3, a integração de plantas de produção de H_2V pode ser vista como uma estratégia para redes elétricas que possuem uma alta penetração de renováveis e, consequentemente, elevados níveis de *curtailment*. Projeções realizadas pelo National Renewable Energy Laboratory (NREL) demonstram que, em 2050, considerando um cenário de 90% de integração de renováveis na rede estadunidense, os níveis de *curtailment* poderão ultrapassar o montante de 140 TWh [47].

Desse modo, assim como proposto em [48], o corte de energia elétrica em grande escala poderia ser utilizado para a produção e armazenamento de H_2V, a partir do *Power to Hydrogen* e da coordenação da sazonalidade da eletricidade com a cadeia de suprimento de H_2. No estudo de caso apresentado, a partir da alocação de

plantas de H_2V no sistema proposto, as unidades de produção poderiam reduzir os níveis de corte de energia renovável na rede elétrica de 9,2% para 6,4%.

Em [49], um modelo foi apresentado para a determinação da localização adequada das plantas de produção de H_2V em um sistema integrado com renováveis, de modo a oferecer flexibilidade à rede elétrica mediante o controle das incertezas da carga e da geração renovável. A partir da combinação da otimização estocástica e robusta, os estudos de caso demonstraram que a consideração do armazenamento sazonal de H_2 e a flexibilidade da conversão da energia renovável para o H_2 contribuem para a robustez e eficiência do sistema elétrico.

Em relação à capacidade dos eletrolisadores fornecer serviços ancilares ao sistema elétrico ao qual estão conectados, estudos iniciais estão sendo desenvolvidos no que concerne à modelagem dinâmica dos eletrolisadores e à resposta ao controle de frequência da rede. De acordo com [50], a partir da modelagem realizada, que leva em consideração o modelo elétrico do *stack*, a interface de eletrônica de potência e as malhas de controle do conversor, foi possível analisar a capacidade dos eletrolisadores no fornecimento de resposta de inércia virtual, de frequência primária e secundária. A contribuição para a estabilidade do sistema no modelo proposto, ocorre através do controle do consumo de energia, aumentando a potência ativa para respostas de sobrefrequência ou diminuindo em eventos de subfrequência. Isso é realizado através de ajustes na malha de controle do conversor e na implementação de estratégias de controle, como o controle de máquina síncrona virtual.

Nessa perspectiva, o estudo dinâmico para integração de plantas de produção de H_2V em redes com alta inserção de renováveis torna-se imprescindível, visto que o sistema carece de métodos de controle, sobretudo na resposta de controle de frequência que garanta a estabilidade da rede frente a perturbações. Dessa forma, para uma integração massiva de plantas de H_2V, é importante a análise de requisitos de qualidade de energia e de flexibilidade da rede, uma vez que, se a instalação das plantas em regiões dominadas por fontes renováveis não for acompanhada por requisitos de rede, como os Procedimentos de Rede descritos em 3.1.1.1, poderá aumentar drasticamente a vulnerabilidade das redes elétricas sob diversas condições de operação [51].

4 MODELAGEM DE USINAS DE PRODUÇÃO DE H_2V CONECTADAS AO SIN

Tendo em vista a conjuntura atual do SEB, em que não há previsão para que a demanda do sistema evolua proporcionalmente ao montante de geração contratada, um dos objetivos deste trabalho consiste em analisar a alocação da geração excedente para a produção de H_2V, de forma a não somente ser uma ferramenta de equilíbrio para a operação elétrica, mas também um potencial econômico para o país. Dessa forma, foi proposta uma modelagem em regime permanente de plantas de H_2V conectadas em pontos do SIN com elevado escoamento de geração renovável, de forma a mitigar as restrições de transmissão.

4.1 Análise de Fluxo de Potência

O estudo de fluxo de potência tem como base a análise da rede elétrica avaliada, buscando obter características do comportamento do sistema e a descrição do seu estado operativo. Ressalta-se que esse tipo de análise, a representação da rede é realizada em regime permanente, em que as variações com o tempo são desprezíveis de modo que seja possível ignorar os efeitos transitórios. Sendo assim, a partir da modelagem do sistema, é possível obter informações acerca da distribuição dos fluxos e de outras grandezas de interesse, como as tensões e os ângulos das barras que compõem a rede estudada [52].

A modelagem estática do sistema contempla a representação da rede por meio de um conjunto de equações e inequações algébricas não-lineares. Dessa forma, o cálculo do fluxo de potência é realizado a partir da utilização de métodos computacionais que são capazes de resolver o sistema e fornecer as grandezas de interesse. De acordo com [52], a formulação básica do problema consiste na associação de quatro variáveis para cada barra (k) da rede analisada, sendo duas variáveis fornecidas e duas incógnitas, como seguem:

- V_k – Magnitude da tensão nodal;
- θ_k – Ângulo da tensão nodal;

- P_k – Geração Líquida de potência ativa;
- Q_k – Injeção líquida de potência reativa;

A partir dessas variáveis, é realizado a modelagem dos tipos de barra da rede. As barras podem ser classificadas como PQ que possuem potência ativa e reativa constantes e geralmente utilizada para representar barras de carga; barras PV, com potência ativa e tensão constantes e modeladas para representar geração; e por fim, barra de referência Vθ, que fornece a referência angular do sistema e fecha o balanço de potência do sistema [52].. Após realizada essa modelagem, o conjunto de equações do problema é formado por duas equações para cada barra do sistema e corresponde à premissa da Primeira Lei de Kirchoff, sendo expresso matematicamente como:

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \tag{4.1}$$

$$Q_k + Q_k^{sh}(V_k) = \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \tag{4.2}$$

Em que, ainda segundo [52].:

k = 1, ... NB, sendo NB o número de barras da rede;

Ω_k = conjunto das barras vizinhas da barra k;

V_k, V_m = Tensões das barras terminais do ramo k – m;

θ_k, θ_m= ângulos das tensões das barras do ramo k - m;

P_{km}, Q_{km} = fluxos de potência ativa e reativa, respectivamente, no ramo k – m;

Q_k^{sh} = injeção de potência reativa por elemento shunt na barra k;

Por conseguinte, após a formulação básica do problema e da modelagem de cada elemento pertencente à rede, como linhas de transmissão e transformadores, a representação estática da rede estará estabelecida e o conjunto de equações e inequações será formado para a convergência da solução.

4.2 Estruturação do Caso Base

Posto o problema do fluxo de potência, a análise do comportamento do sistema deve ser realizada através de combinações de cenários de geração e de carga, de forma a subsidiar as condições operativas. Para fins de planejamento elétrico do SIN, o ONS fornece casos de referência que garantem a base de condições de geração e patamares de carga, a fim de representar o sistema em variadas possibilidades de operação e possibilitar as análises necessárias dos estudos elétricos e consoantes aos Procedimentos de Rede.

Para o planejamento de médio prazo, os casos de referência do PARPEL abrangem os casos de acesso, que, no horizonte de 5 anos, representam a avaliação técnica do acesso das centrais geradoras. Esses casos são necessários para os estudos de acesso às instalações de transmissão do SIN e que posteriormente são analisadas pelo Operador por meio de solicitações de acesso. Nesse contexto, são disponibilizados casos que abrangem os cenários eletroenergéticos mais relevantes das regiões. É importante destacar que esses casos de estudos de acesso consideram somente as centrais geradoras que possuem o CUST celebrado até uma data definida. Assim sendo, o cenário de despacho pode ser ainda mais crítico e a região operar com maiores restrições, dado que existem centrais com Parecer de Acesso válido e viável.

Em relação ao despacho de geração, a metodologia utilizada nos casos de acesso considera a sazonalidade histórica, o comportamento diário da geração eólica e solar e sua distribuição geográfica. Dessa forma, o despacho realizado no caso leva em consideração os fatores de capacidade das centrais geradoras, definidos de acordo com o estado e a localização (interior ou litoral).

Para a base deste trabalho, o caso base de acesso utilizado teve como enfoque a região do Nordeste, que corresponde atualmente a região com maior exportação de geração e com mais geração renovável contratada para o futuro. Os cenários de acesso para essa região correspondem ao do Nordeste Exportador com patamares de carga máxima diurna e carga mínima noturna. Dentre os patamares de carga, foi escolhido o de carga máxima diurna, visto que há um maior carregamento dos equipamentos e influência dos montantes de despacho das usinas fotovoltaicas.

4.3 Representação da Carga

Posteriormente à definição do caso base a ser utilizado, foi necessário realizar uma representação da planta de produção de H_2V vista a partir da Rede Básica do SIN. Considerando que a planta conectada ao sistema elétrico será tratada como uma demanda, a modelagem em regime permanente foi realizada considerando-a como uma carga. Desse modo, conforme descrito nos Procedimentos de Rede em [53], para estudos de fluxo de potência, as cargas devem ser representadas com 100% de potência constante para as partes ativa e reativa.

Em relação aos requisitos para conexão às instalações de transmissão, para conexão de Carga, o ONS em [39] especifica as faixas de fator de potência que deverão ser garantidas no ponto de conexão, de acordo com o nível de tensão. Estas faixas estão descritas na Figura 22.

Figura 22 – Faixa de fator de potência no ponto de conexão às instalações.

Tensão nominal do ponto de conexão	Faixa de fator de potência
$Vn \geq 345$ kV	0,98 indutivo a 1,0
69 kV $\leq Vn <$ 345 kV	0,95 indutivo a 1,0
$Vn <$ 69 kV	0,92 indutivo a 1,0 0,92 capacitivo a 1,0

Fonte: retirado de [39].

A consideração dessas faixas fez-se necessária para a determinação da potência reativa correspondente à potência ativa requirida de produção da planta. Desse modo, detendo da especificação de potência ativa e reativa da carga, o barramento na rede que representa a planta de produção de H_2V foi modelado como barra PQ, conforme a formulação básica do fluxo de potência. A partir da representação da barra de produção, a conexão com o SIN foi realizada a partir da modelagem de linhas de transmissão, utilizando-se de parâmetros típicos.

5 SIMULAÇÃO DE FLUXO DE POTÊNCIA

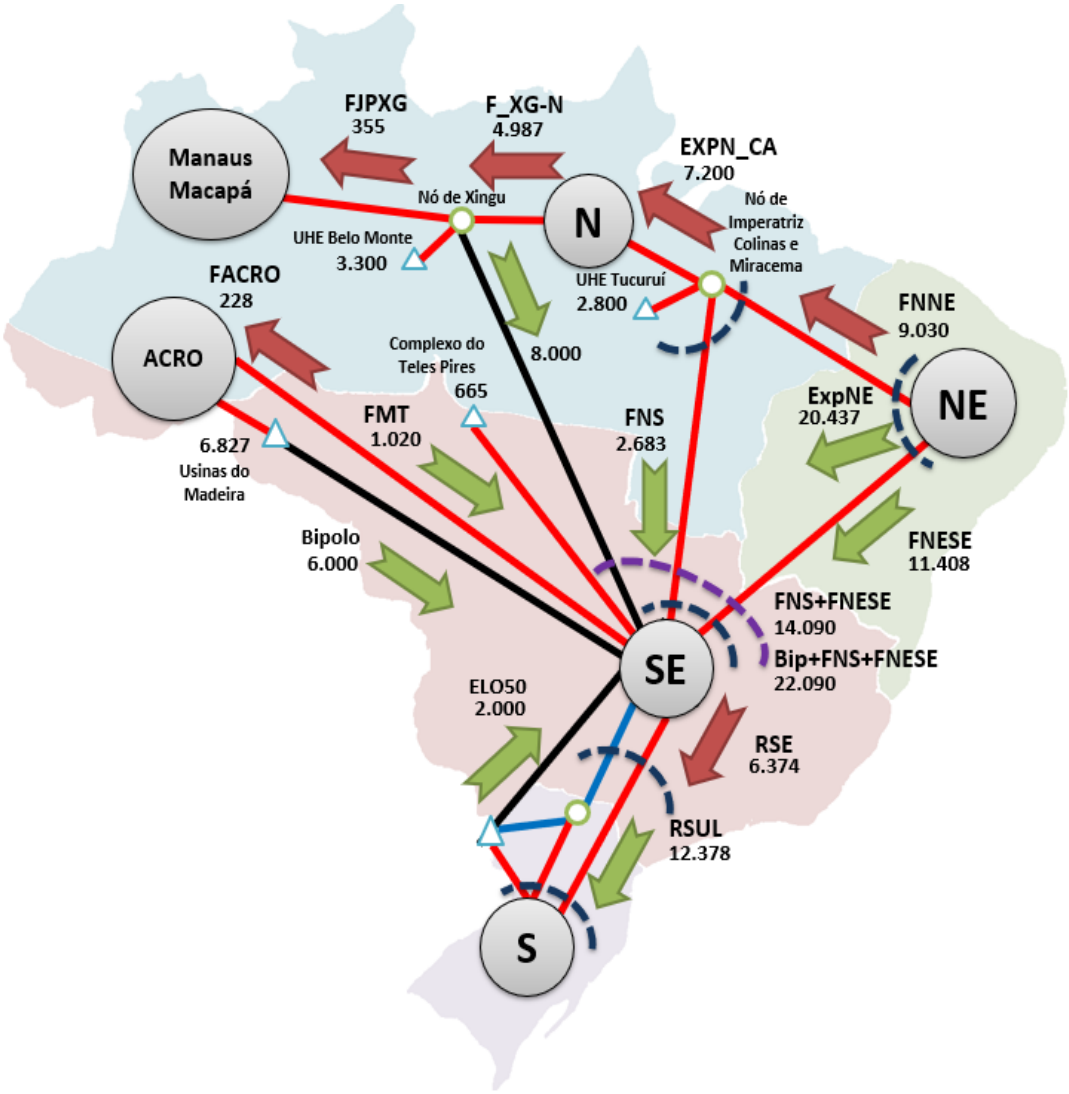
A simulação de fluxo de potência foi realizada por meio do *software* de Análise de Redes Elétricas (ANAREDE), desenvolvido pelo CEPEL, que é um programa usualmente adotado para os estudos elétricos no SIN, conforme descrito nos Procedimentos de Rede [53]. Através da modelagem da rede básica do SEB, a partir do uso do ANAREDE, é possível obter as variáveis de estudo da rede, como as tensões e ângulos nos barramentos, os carregamentos nos equipamentos de transmissão e a distribuição dos fluxos de potência ativa e reativa, isto é, o comportamento do sistema em regime permanente dentro dos limites aceitáveis de operação.

Inicialmente para o caso base de geração utilizado na simulação, foram considerados os casos de acesso fornecidos pelo PARPEL no ano corrente de 2024, em um cenário Nordeste Exportador, de verão, no patamar de carga máxima diurna e na configuração 2028/2029. A escolha desse horizonte ocorreu em função da topologia da rede apresentar o cenário de mais centrais geradoras acopladas ao sistema.

A Figura 23 ilustra o fluxo de geração no SIN do caso base utilizado e, sobretudo, representa os intercâmbios de energia entre as regiões, com os respectivos montantes. Ressalta-se que, para os casos de acesso, não são estudados os limites de exportação e das interligações, visto que, são casos com a premissa de verificar os despachos máximos suportados. Desse modo, é possível afirmar que, em operação normal, seriam verificados sobrecargas em equipamentos de transmissão da Rede Básica e a superação dos limites sistêmicos das interligações e, consequentemente, elevados níveis de *curtailment* poderiam ser aplicados.

Localmente no Nordeste, que como supracitado, devido ao seu potencial energético e de concentração de geração renovável, foi a região escolhida para a análise de alocação de pontos de demanda do H_2V, a Tabela 8 reúne os dados, em MW, dos montantes despachados de cada tipo geração e do patamar de carga na região.

Figura 23 – Cenário de geração do caso base utilizado, em MW.



Fonte: autoria própria.

Tabela 8 – Montante de carga e de despacho por tipo de geração no Nordeste no caso base, em MW.

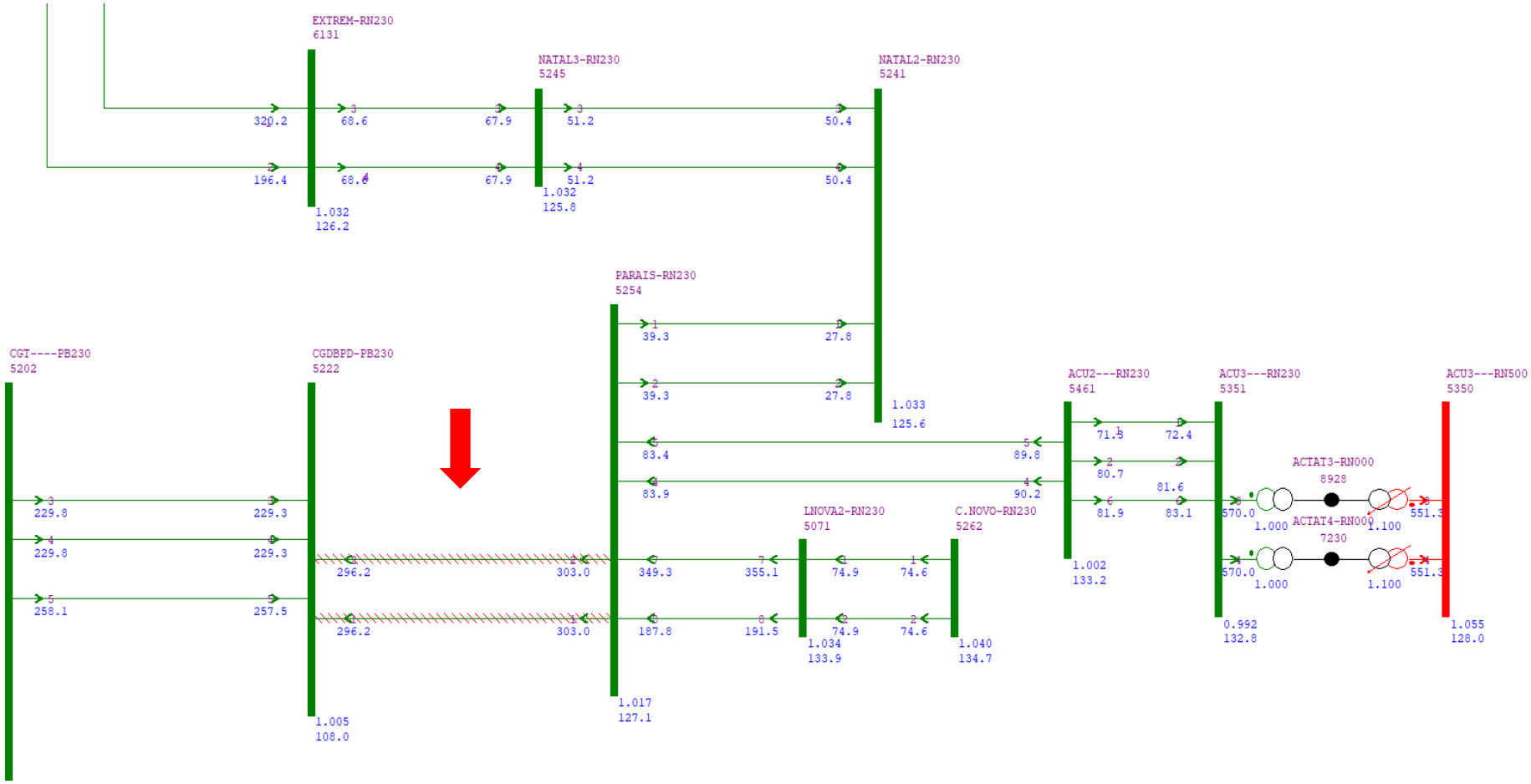
Tipo	MW	%
Carga	17.783	-
Hidráulicas	2.299	21%
Térmicas	451	6%
Eólicas - Interior	12.794	54%
Eólicas - Litoral	7.842	66%
Fotovoltaicas	10.878	44%
Usinas do tipo II-B e III	1.239	-
MMGD	5.510	-

Fonte: autoria própria.

A partir da análise dos montantes de geração e do patamar de carga do caso utilizado, em condição normal de operação (N), buscou-se observar pontos do sistema em que o caso abrange sobrecargas em linhas de transmissão, o que exemplifica um elevado escoamento de geração e esgotamento do sistema de transmissão da Rede Básica da região e das interligações. A junção dessa topologia certamente levará a restrições ao acesso das centrais geradoras (parcial ou total), e ao corte da geração renovável.

Inicialmente, na rede elétrica em 230 kV no estado do Rio Grande do Norte, observa-se sobrecarga nas linhas de transmissão entre as subestações de Paraíso e Campina Grande II, circuitos 04V1 e 04V2, como ilustrado na Figura 24. A região indicada, comtempla uma grande participação de fontes renováveis e o caso de fluxo de potência demonstra sobrecargas em condições normais. Essas sobrecargas citadas são agravadas ao longo dos anos do horizonte do PARPEL. Ressalta-se que o fluxo de potência representado no diagrama da figura está em MVA.

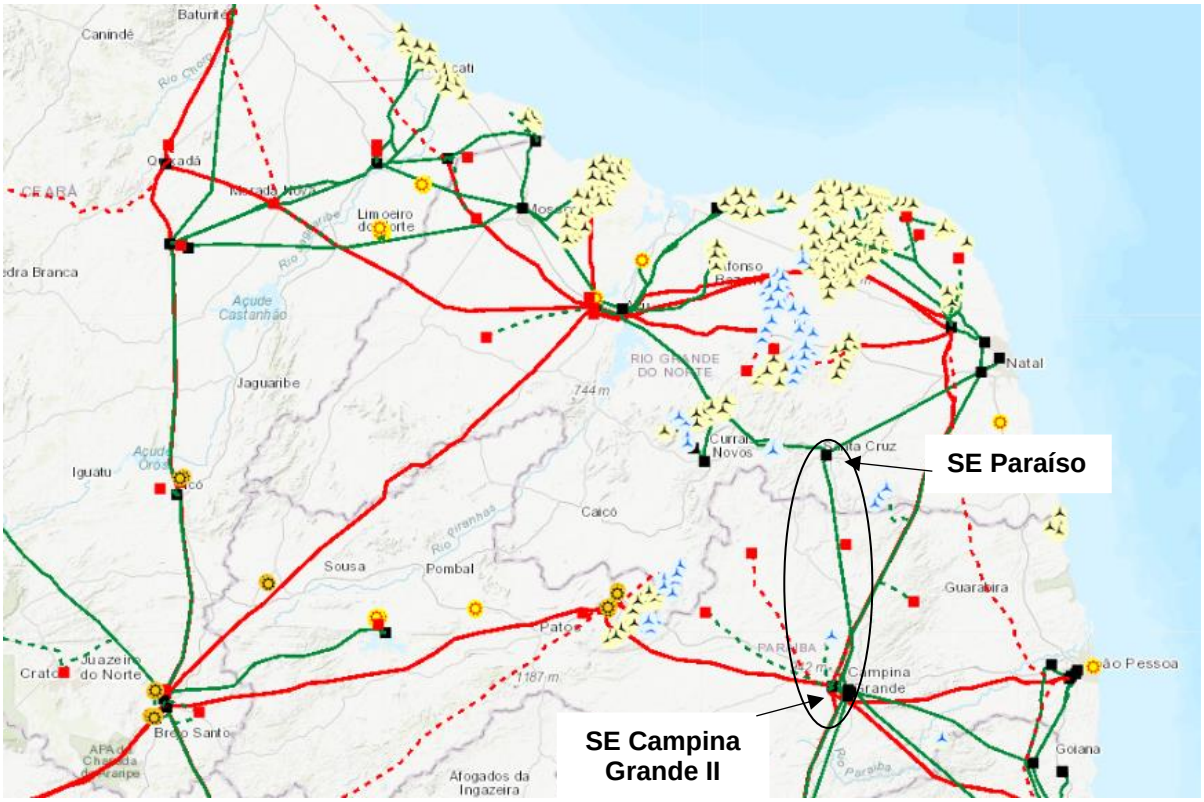
Figura 24 – Sobrecarga observada nas LTs 230 kV Campina Grande II – Paraíso.



Fonte: autoria própria.

Essas sobrecargas vistas na rede de transmissão da região, por sua vez, simbolizam pontos estratégicos para a alocação de plantas de produção de H2V. A Figura 25 ilustra o mapa elétrico contendo as subestações, linhas e centrais eólicas e fotovoltaicas existentes e planejadas na região analisada.

Figura 25 – Mapa elétrico da região analisada.

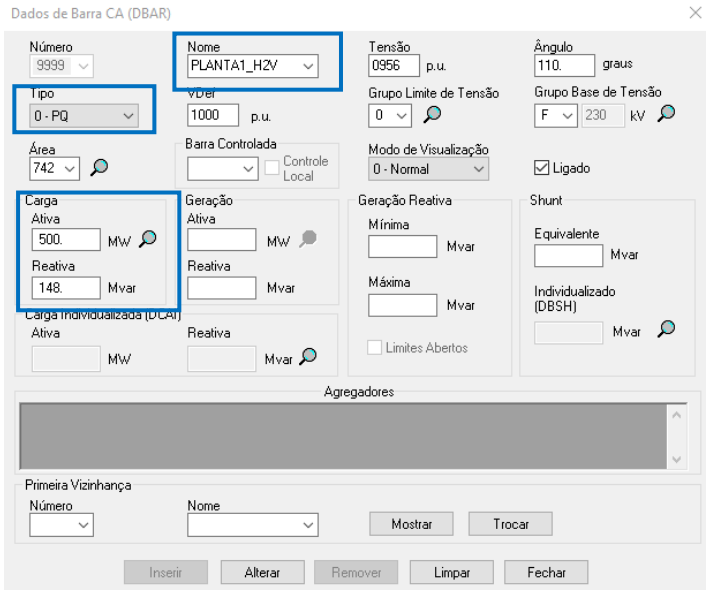


Fonte: adaptado de [54].

Após estabelecida a região de interesse para a alocação da planta de produção de H_2V, conforme as premissas apresentadas no item 4.3, foi possível modelar a planta representada como carga e vista pela Rede Básica do SIN a partir da SE Paraíso. A planta foi representada como uma barra PQ com uma demanda de 500 MW de potência ativa. Segundo a Figura 22, seguindo a conexão em 230 kV e um fator de potência de 0,95 indutivo, estabeleceu-se um montante aproximado de 148 Mvar de potência reativa. A Figura 26 exibe a modelagem no ANAREDE com base nessas informações.

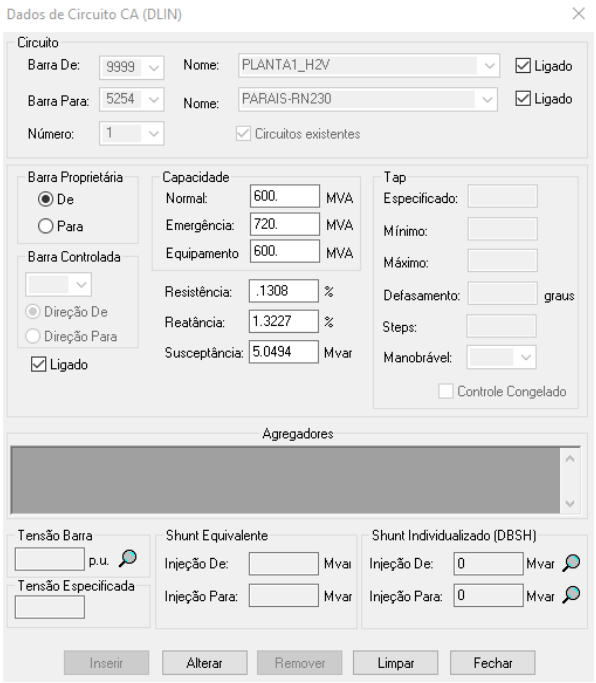
Para a conexão à SE Paraíso, foi modelada uma linha de transmissão utilizando-se de parâmetros elétrico típicos de linhas em 230 kV de 2 condutores por fase e com 600 MVA de capacidade normal. A Figura 27 apresenta essa modelagem descrita.

Figura 26 – Modelagem da barra que representa a produção de H_2V.



Fonte: autoria própria.

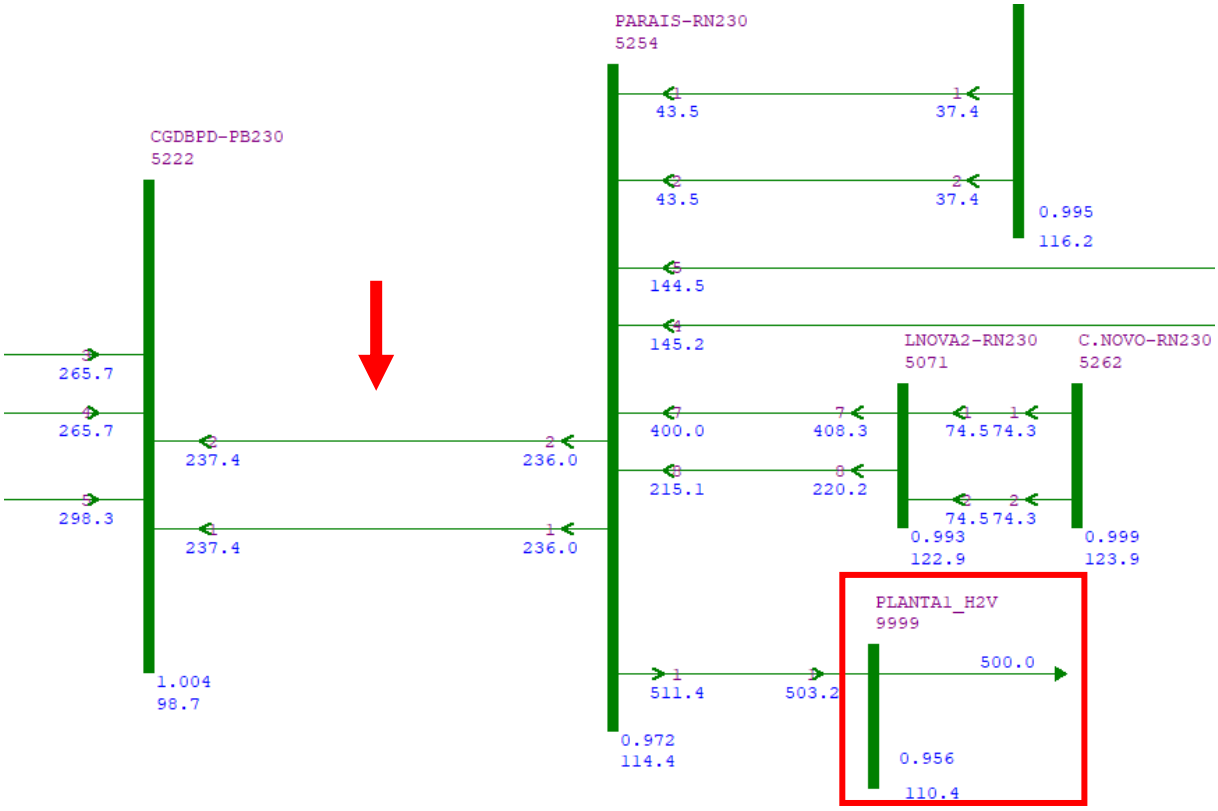
Figura 27 – Modelagem da conexão da planta ao SIN.



Fonte: autoria própria.

Após a execução da modelagem apresentada, um novo ponto de operação da rede foi convergido. Como é possível observar na Figura 28, a alocação da carga que representa, de forma simplifica, a produção de H_2V na região, foi capaz de eliminar a sobrecarga antes existente nas linhas indicadas entre as subestações de Campina Grande II e Paraíso. A Tabela 9 reúne os dados da comparação de carregamento da LT com a sobrecarga observada, tendo em vista o limite de capacidade de 251 MVA para ambos os circuitos e o fluxo lido a partir da SE Paraíso.

Figura 28 – Estado da rede após a alocação da carga de produção de H_2V de 500 MW.



Fonte: autoria própria.

Tabela 9 – Comparação do nível de carregamento, em MVA.

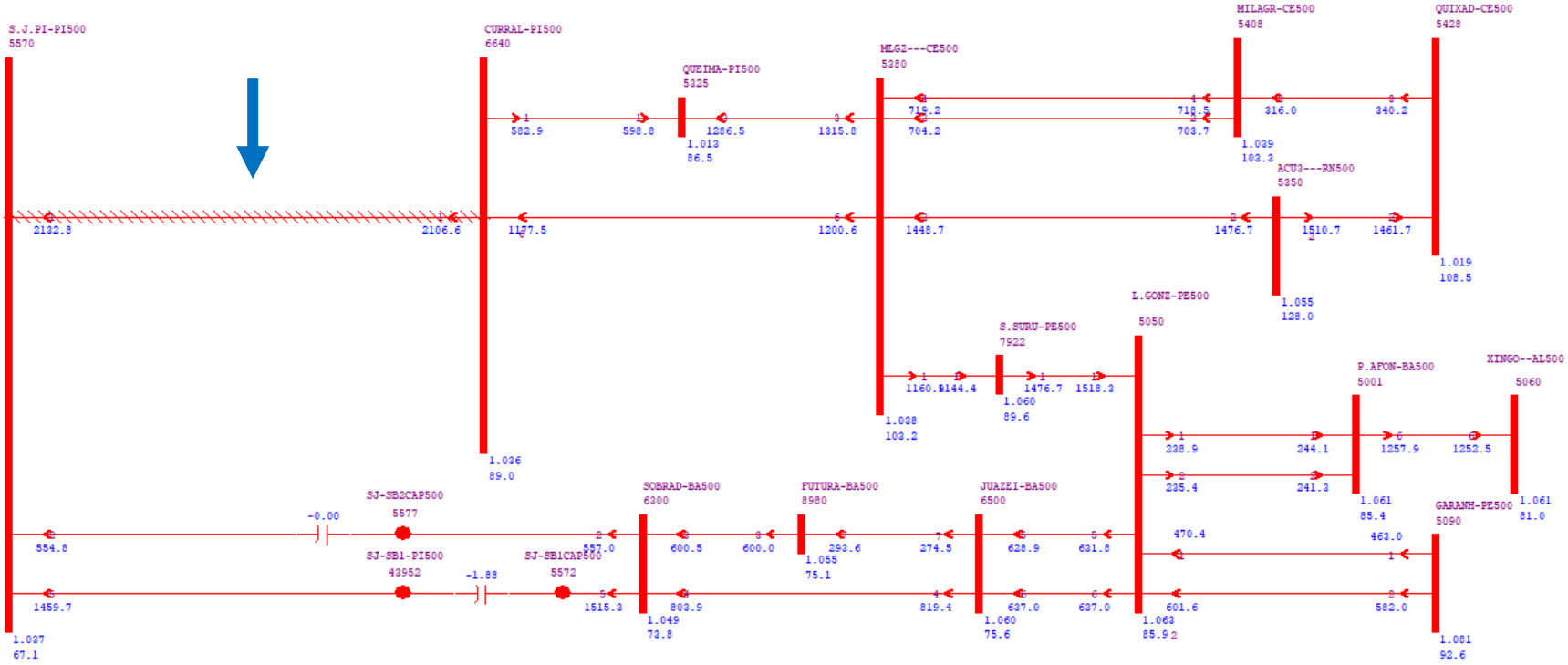
Equipamento	Caso sem a planta		Caso com a planta		Δ% final
	MVA	Capacidade	MVA	Capacidade	
C1 - LT 230 kV Campina Grande II - Paraíso	303	120,72%	236	94,02%	- 26,7%
C2 - LT 230 kV Campina Grande II - Paraíso	303	120,72%	236	94,02%	- 26,7%

Fonte: autoria própria.

Contudo, foi possível analisar que para uma conexão de plantas com maiores capacidades de produção, como por exemplo, a partir de 1 GW, a conexão diretamente em 230 kV pode fragilizar o sistema. Além disso, também foi observada uma redução nos níveis de tensão das barras mais próximas, como no barramento da SE Paraíso ao qual a barra de carga estava sendo conectada. Isso demonstra a necessidade de uma modelagem mais assertiva de uma planta real que inclua elementos de compensação reativa para controle de tensão, como banco de capacitores, por exemplo.

Visando explorar a conexão de plantas de maiores capacidades, também foi proposta a conexão da carga da planta de H_2V na malha de 500 kV do nordeste. De modo semelhante à escolha de conexão na rede de 230 kV, foram analisados pontos de sobrecargas em linhas de transmissão que também possuem elevado escoamento da geração renovável. Dessa forma, em condição normal de operação (N), observou-se sobrecarga na linha de transmissão 500 kV São João do Piauí e Curral Novo do Piauí II, como ilustrado na Figura 29. Conforme o diagrama ilustrado, a região indicada também comtempla um elevado escoamento de geração e possui uma vizinhança elétrica robusta, de interligação entre estados, com subestações importantes e conectada à grandes hidrelétricas da região.

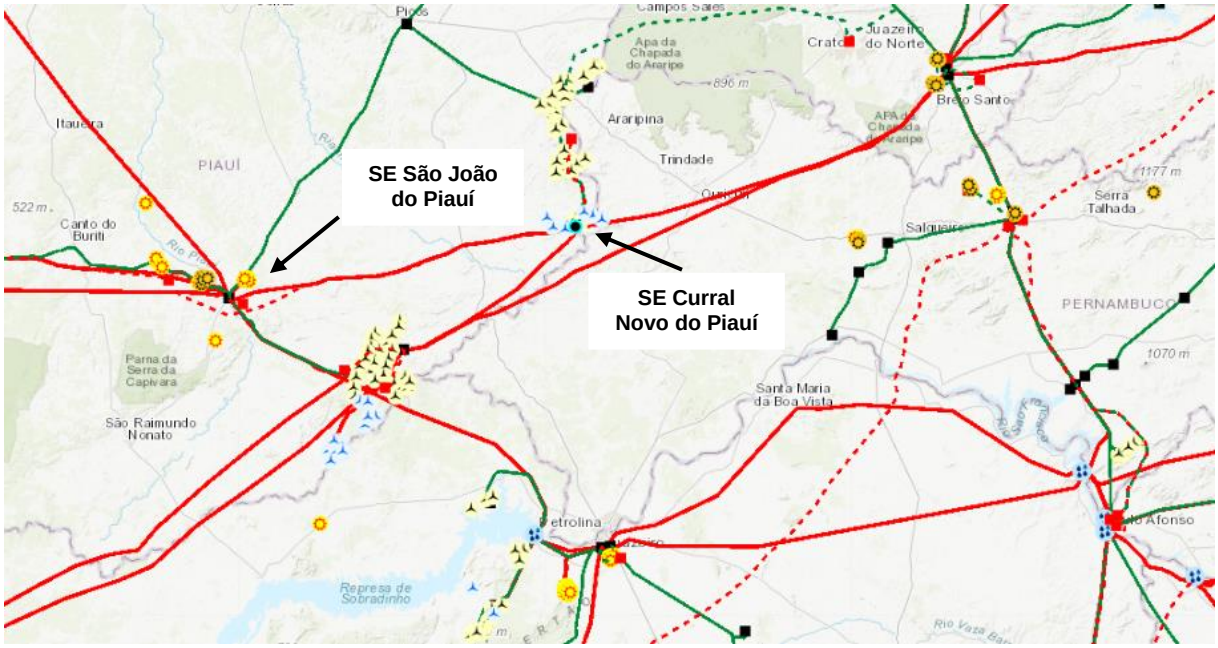
Figura 29 – Sobrecarga observada nas LT 500 kV São João do Piauí – Curral Novo do Piauí II.



Fonte: autoria própria.

De forma a ilustrar as instalações próximas de centrais eólicas e fotovoltaicas, a Figura 30Figura 25 ilustra o mapa elétrico e geográfico contendo as subestações citadas e as linhas existentes e planejadas na região analisada.

Figura 30 – Mapa elétrico da região da malha de 500 kV analisada.

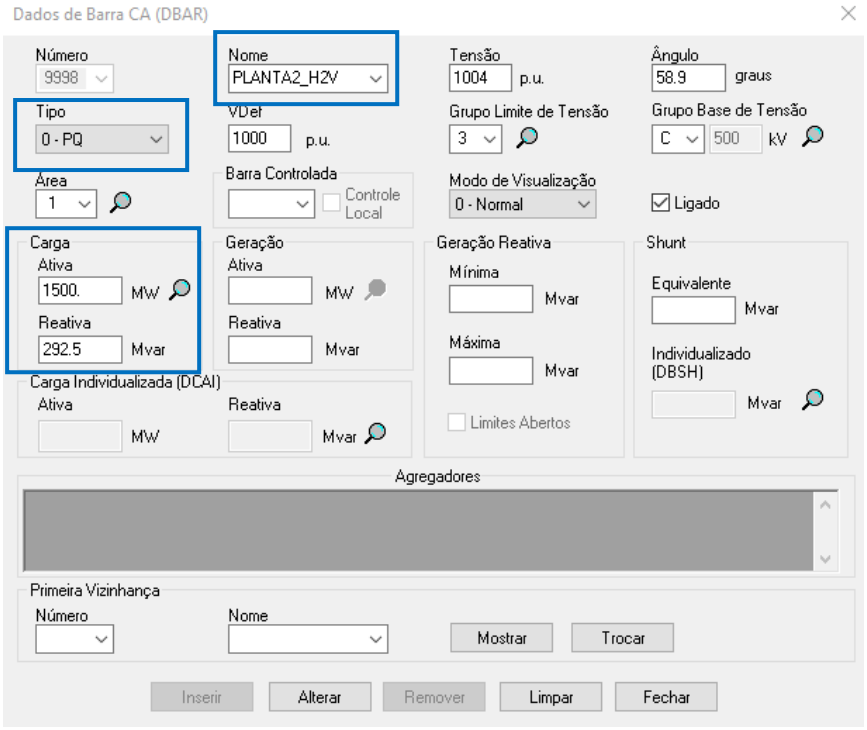


Fonte: adaptado de [54].

Semelhantemente ao processo da alocação da planta de produção de H_2V conectada à rede em 230 kV, para a conexão em 500 kV, utilizou-se das premissas apresentadas no capítulo 4. A barra PQ foi modelada com 1,5 GW de potência ativa e com o fator de potência 0,98 indutivo, a potência reativa correspondente foi de 292,5 Mvar. A Figura 31 exibe a modelagem no ANAREDE do barramento que representa a planta de produção, com base nesses parâmetros.

Tendo em vista o sentido do fluxo, o barramento de carga foi conectado à barra da SE Curral, através de parâmetros típicos de linhas de transmissão em 500 kV de 4 condutores por fase e com 2500 MVA de capacidade normal. Em sequência, a Figura 32 apresenta os parâmetros dessa conexão.

Figura 31 – Modelagem da barra em 500 kV que representa a produção de H_2V.



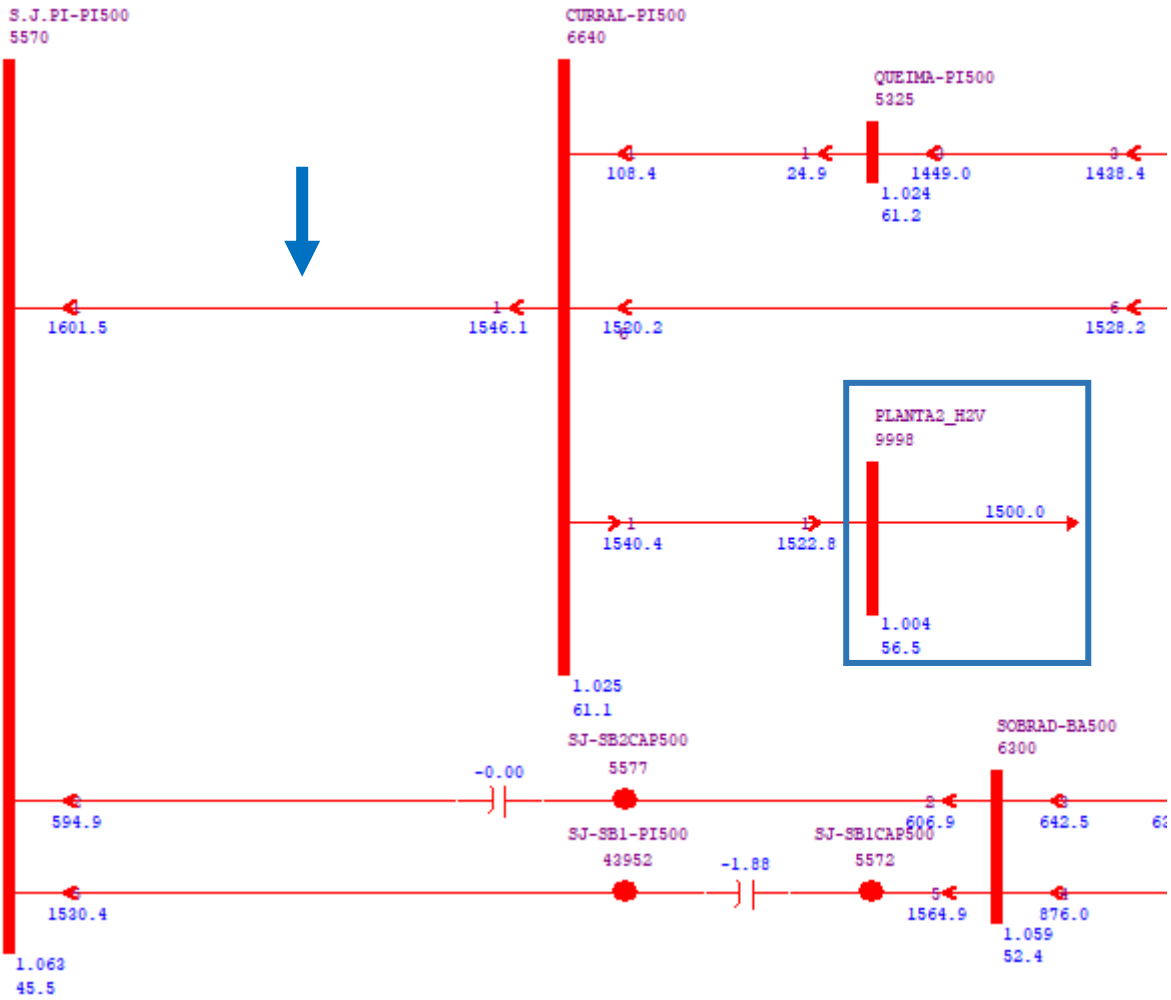
Fonte: autoria própria.

Figura 32 – Modelagem da conexão em 500 kV da planta ao SIN.

Fonte: autoria própria.

Após a execução da modelagem apresentada, a convergência do caso foi realizada com um novo ponto de operação da rede. Como é possível observar na Figura 33, a alocação de uma nova carga na região foi capaz de reduzir o carregamento na linha de transmissão que anteriormente estava em condição de sobrecarga. A título de comparação, a Tabela 10 reúne os dados de carregamento da LT com a sobrecarga observada em relação ao limite de capacidade normal de 1992 MVA e com o fluxo medido a partir da SE de Curral.

Figura 33 – Estado operativo após a alocação da carga de H_2V de 1,5 GW.



Fonte: autoria própria.

Tabela 10 – Comparação do nível de carregamento, em MVA.

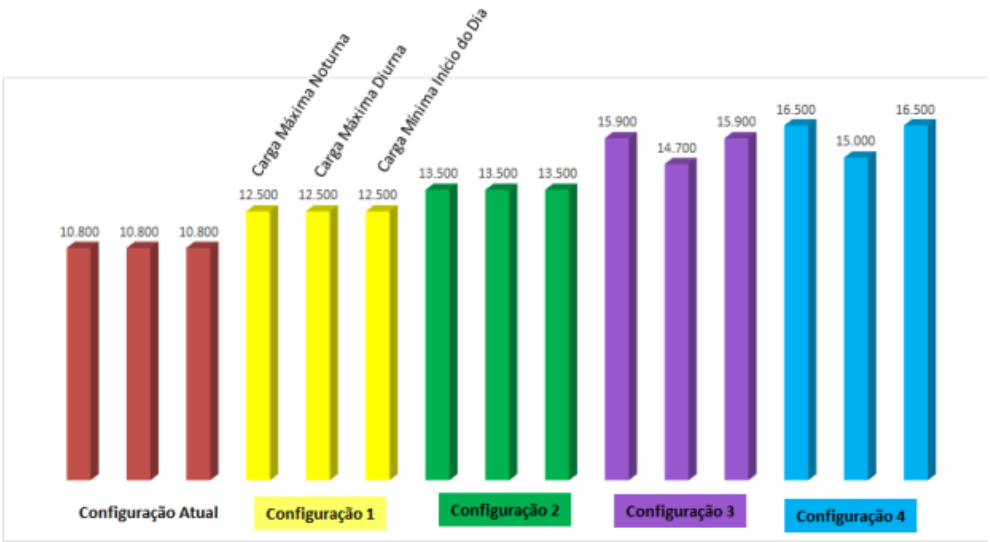
Equipamento	Caso sem a planta		Caso com a planta		Δ% final
	MVA	Capacidade	MVA	Capacidade	
LT 500 kV Curral Novo do Piauí II – São João do Piauí	2106.6	105,75%	1546.1	77,62%	- 28,14%

Fonte: autoria própria.

Por conseguinte, constata-se que a prospecção de alocação de plantas de H_2V em regiões com elevado escoamento de geração de energia e com baixos incrementos de demanda representa um potencial econômico para o país e um sistêmico para a operação SIN.

Em relação aos limites das interligações, que além das sobrecargas também regem as motivações para as restrições de geração, faz-se pertinente analisar os limites futuros de intercâmbio, dentro do horizonte do PARPEL. Como supracitado, para os estudos de acesso, estes limites não são considerados. Entretanto, caso o acesso seja concretizado e posteriormente à entrada em operação da geração, sabe-se que cortes seriam realizados. Dessa forma, apresenta-se na Figura 34 a evolução dos limites de exportação da região Nordeste ao longo desse horizonte, em configurações diferentes que levam em consideração a entrada de novos ativos de transmissão.

Figura 34 – Evolução dos limites de exportação do Nordeste no horizonte do PARPEL, em MW.



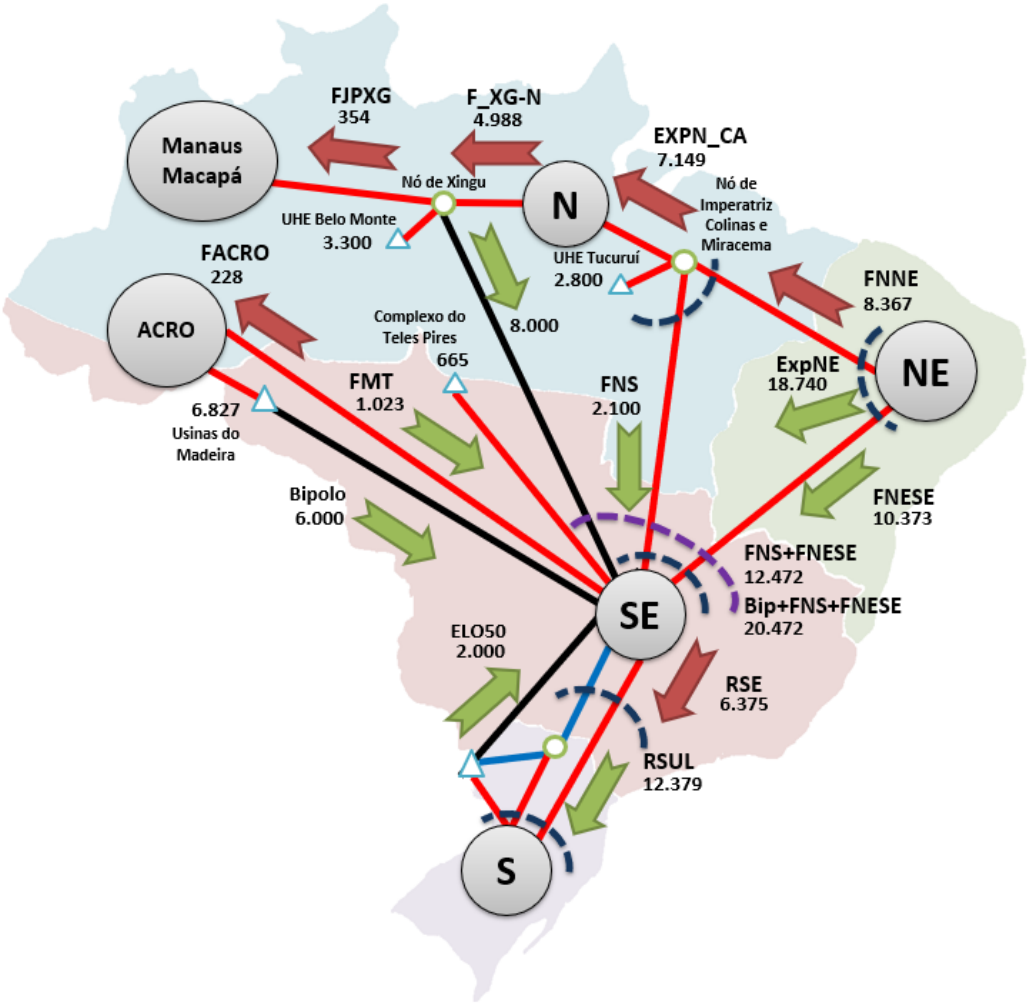
Fonte: retirado de [4].

Observa-se que na última configuração que corresponde ao horizonte de 2028, o limite de exportação do Nordeste cresce cerca de 52% em relação ao limite atual de exportação. Contudo, a fim de realizar um paralelo desse limite com o caso base de acesso utilizado nesta simulação e o limite previsto para a operação, nota-se, de acordo com a Figura 23, o limite Exp NE em 20.437 MW. Tendo em vista que o caso utilizado corresponde ao patamar de máxima diurna, o planejamento da operação garante um limite de apenas 15.000 MW.

A fim de corroborar que esse montante de geração excedente, que pode ser restrito em operação, poderia ser utilizado para a produção de H_2V, a Figura 35 ilustra o despacho de energia entre as regiões após a alocação das cargas simuladas, ou seja, um total de 2 GW alocados no Nordeste. Verifica-se que após a modelagem dessas cargas, o Exp NE destinou-se ao montante de 18.740 MW, representando uma redução de 8,3% no limite de intercâmbio e um uso eficiente para a energia excedente, que seria restrita.

Assim, a simulação proposta de uma representação simplificada da conexão de plantas de produção de H_2V ao SIN demostrou uma solução para a sobrecargas causadas pelo escoamento de renováveis e um possível fim para a energia excedente do sistema. No entanto, em um cenário real, a localização dessas plantas de produção e, consequentemente, seu ponto de acoplamento ao SIN devem ser melhor analisados considerando mudanças nos sentidos de fluxos e no carregamento para atendimento à nova carga e aspectos logísticos relacionados ao transporte e consumo do H_2V.

Figura 35 – Cenário de despacho de geração no caso após a alocação das cargas, em MW.



Fonte: autoria própria.

6 CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

Neste trabalho, foi realizada uma revisão acerca dos principais aspectos técnicos e de viabilidade da implementação do H_2V em larga escala, considerando o cenário de transição energética mundial. A partir da discussão realizada acerca da versatilidade de aplicações desse vetor energético e das projeções futuras da matriz elétrica mundial, é evidente que o H_2V desempenhará um papel crucial na descarbonização dos setores de energia, transporte e indústria.

Durante o desenvolvimento deste trabalho, constatou-se que também há uma grande versatilidade nas tecnologias de produção, armazenamento, transporte e distribuição do H_2V, as quais estão em constante evolução. Essas inovações visam garantir o uso em larga escala, reduzir custos e aumentar a eficiência da cadeia logística.

Com foco na produção de H_2 a partir de fontes renováveis, destacou-se que a transição da matriz elétrica para promover o uso dessas fontes e sua ampla integração aos sistemas elétricos têm apresentado desafios operacionais relacionados à estabilidade e ao equilíbrio entre geração e demanda na rede. Assim, um dos objetivos deste trabalho foi explorar a possibilidade do H_2V como um elemento de suporte à rede, estrategicamente utilizando o excedente de geração para sua produção e armazenamento para o atendimento às rampas de carga. Apesar dos desafios envolvidos para o H_2V se tornar essa variável de ajuste do sistema, é inegável que o setor elétrico necessita de novas tecnologias que garantam a confiabilidade e a flexibilidade operativa das redes elétricas com elevada penetração de renováveis.

Destacando a conjuntura do SEB, buscou-se salientar a posição estratégica e o potencial do Brasil para o mercado global de H_2V, considerando a capacidade instalada e projetada de fontes renováveis, além da falta de incrementos na carga do SIN. Para isso, foram realizadas simulações com a inclusão de novos pontos de carga na região Nordeste do país, que simplificadamente representaram plantas de produção de H_2V. A partir dos resultados obtidos, foi possível demonstrar que essa alocação foi capaz de eliminar sobrecargas na transmissão e ser um uso eficiente da energia que seria restrita em função dos limites sistêmicos de exportação e do controle de frequência.

6.1 Trabalhos Futuros

A seguir, destacam-se algumas sugestões de propostas de continuidade relacionadas ao desenvolvimento deste trabalho:

- Analisar pontos estratégicos para a alocação geográfica das unidades de produção de H_2V no Brasil, considerando tanto o atendimento da rede elétrica à essa carga quanto a logística da cadeia do H_2 no país, seja para o consumo interno ou exportação;
- Para fins de simulação, realizar uma modelagem mais assertiva da planta de produção em função dos aspectos técnicos da conexão à rede elétrica;
- Analisar questões de controle da produção para fins de resposta à demanda no SIN;
- Expandir as simulações para o regime dinâmico, visando compreender o comportamento no tempo dessa carga com o sistema elétrico e seu impacto na resposta do sistema diante de perturbações.

REFERÊNCIAS

1. IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. World Energy Outlook, 2023. Disponivel em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023/overview-and-key-findings>. Acesso em: 20 Abril 2024.

2. HYDROGEN COUNCIL. Path to hydrogen competitiveness: A cost perspective, 2020. Disponivel em: <https://hydrogencouncil.com/en/path-to-hydrogen-competitiveness-a-cost-perspective/>. Acesso em: 30 Maio 2024.

3. EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano Nacional de Energia 2050, 2020. Disponivel em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/Relatorio%20Final%20do%20PNE%202050.pdf>. Acesso em: 13 Maio 2024.

4. ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. PLANO DA OPERAÇÃO ELÉTRICA DE MÉDIO PRAZO DO SIN - PAR/PEL 2023 - CICLO 2024-2028, 2023. Disponivel em: <https://sintegre.ons.org.br/>. Acesso em: 20 Abril 2024.

5. EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Matriz Energética e Elétrica. Disponivel em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. Acesso em: 20 abril 2024.

6. IRENA - INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. GLOBAL ENERGY TRANSFORMATION: A ROADMAP TO 2050, 2019. Disponivel em: <https://www.irena.org/publications/2019/Apr/Global-energy-transformation-A-roadmap-to-2050-2019Edition>. Acesso em: 22 Abril 2024.

7. IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. CO2 Emissions in 2023. Disponivel em: <https://www.iea.org/reports/co2-emissions-in-2023>. Acesso em: 20 Abril 2024.

8. ABDIN, Z. et al. Hydrogen as an energy vector. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2020.

9. LEBROUHI, B. E. et al. Global hydrogen development - A technological and geopolitical overview. **International Journal of Hydrogen Energy**, 2022. 7016-7048.

10. EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio, 2021. Disponivel em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/Hidroge%CC%82nio_23Fev2021NT%20(2).pdf>. Acesso em: 20 Abril 2024.

11. KAI ZENG, D. Z. Recent progress in alkaline water electrolysis for hydrogen production and applications. **Progress in Energy and Combustion Science**, 2010. 307-326.

12. OLGA BIČÁKOVÁ, P. S. Production of hydrogen from renewable resources and its effectiveness. **International Journal of Hydrogen Energy**, 2012.

13. KEÇEBAş, A.; KAYFECI, M.; BAYAT, M. **Solar Hydrogen Production:** Processes, Systems and Technologies. London: Academic Press, 2019.

14. WANG, T.; CAO, X.; JIAO. PEM water electrolysis for hydrogen production: fundamentals, advances, and prospects. **Carb Neutrality 1**, 2022.

15. RABIEE, A.; KEANE, A.; SOROUDI, A. Green hydrogen: A new flexibility source for security constrained scheduling of power systems with renewable energies. **International Journal of Hydrogen Energy**, 2021. 19270-19284.

16. TENHUMBERG, N.; BÜKER, K. Ecological and Economic Evaluation of Hydrogen Production by Different Water Electrolysis Technologies. **Chemie Ingenieur Technik: Volume 92, Issue 10**, 2020. 1586-1595.

17. INSTITUTE FOR SUNSTAINABLE PROCESS TECNOLOGY. A One-GigaWatt Green-Hydrogen Plant: Advanced Design and Total Installed-Capital Costs, 2022. Disponivel em: <https://ispt.eu/projects/hydrohub-gigawatt/>. Acesso em: 1 Junho 2024.

18. IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. The Future of Hydrogen, 2019. Disponivel em: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>. Acesso em: 22 Abril 2024.

19. CAPURSO, T. et al. Perspective of the role of hydrogen in the 21st century energy transition, Energy Conversion and Management. **Energy Conversion and Management**, 2022.

20. AAKKO-SAKSA, P. T. et al. Liquid organic hydrogen carriers for transportation and storing of renewable energy – Review and discussion, 2018.

21. SBC ENERGY INSTITUTE. Hydrogen-Based Energy Conversion, More Than Storage: System Flexibility., 2014. Disponivel em: <http://www.4is-cnmi.com/presentations/SBC-Energy-Institute_Hydrogen-based-energy-conversion_FactBook-vf.pdf>. Acesso em: 29 Maio 2024.

22. BNEF – BLOOMBERG NEW ENERGY FINANCE. Hydrogen Economy Outlook, 2020. Disponivel em: <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf>. Acesso em: 29 maio 2024.

23. SINGH, S. et al. Hydrogen: A sustainable fuel for future of the transport sector. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2015. Pages 623-633.

24. CRISTELLO, J. B. et al. Feasibility analysis of blending hydrogen into natural gas networks. **International Journal of Hydrogen Energy**, 48, 2023. 17605-17629.

25. EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. PIG - Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte, 2019. Disponivel em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-415/PIG%20-%20Plano%20Indicativo%20de%20Gasodutos%20de%20Transporte_EPE2019.pdf>. Acesso em: 29 abril 2024.

26. EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Hidrogênio Azul: Produção a partir da reforma do gás natural com CCUS, 2022. Disponivel em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-654/NT%20Hidrogenio%20Azul.pdf>. Acesso em: 30 maio 2024.

27. SIEMENS ENERGY. **Power-to-X: The crucial business on the way to a carbon-free world**. Siemens. Global, p. 67. 2021.

28. MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Mapeamento do Setor de Hidrogênio Brasileiro: Panorama Atual e Potenciais para o Hidrogênio Verde, 2021. Disponivel em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/parcerias-energeticas/publicacoes>. Acesso em: 1 Junho 2024.

29. STEPIEN, Z. A Comprehensive Overview of Hydrogen-Fueled Internal Combustion Engines: Achievements and Future Challenges. **Energies**, 14, 2021.

30. OMAR Z. SHARAF, M. F. O. An overview of fuel cell technology: Fundamentals and applications. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 32, 2014. 810-853.

31. DELOITTE CHINA. Fueling the Future of Mobility: Hydrogen and fuel cell solutions for transportation, 2020. Disponivel em: <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/cn/Documents/finance/deloitte-cn-fueling-the-future-of-mobility-en-200101.pdf>. Acesso em: 1 junho 2024.

32. EIA - ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2023. Disponivel em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=56880>. Acesso em: 1 JUNHO 2024.

33. IRENA. Green Hydrogen Cost Reduction: scaling up electrolysers to meet the 1.5C climate goal, 2020. Disponivel em: <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf>. Acesso em: 5 Junho 2024.

34. ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. O SISTEMA EM NÚMEROS. Disponivel em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em: 8 Junho 2024.

35. ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Instruções de Operação - SM 5.12 - Interligação entre Regiões, 2024. Disponivel em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/mpo>.

36. ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. LEILÃO DE TRANSMISSÃO ANEEL Nº 001/2024, 2024. Disponivel em: <https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes_liferay/editais_transmissao/edital_transmissao.cfm>. Acesso em: 10 Junho 2024.

37. KUNDUR, P. Definition and Classification of Power System Stability. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2004. 1387-1401.

38. AEMO - AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR. Contingency Frequency Response in the South West Interconnected System (SWIS), p. 32, 2019. Disponivel em: <https://www.wa.gov.au/system/files/2021-04/2019.02.11%20--%20Draft%20Report%20-%20Contingency%20Frequency%20Response%20in%20the%20SWIS%20%281%29.pdf>. Acesso em: 15 Junho 2024.

39. ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Procedimentos de Rede - Submódulo 2.10: Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão, 2023. Disponivel em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>. Acesso em: 19 Junho 2024.

40. LEDESMA, P.; ARREDONDO, F.; CASTRONUOVO, E. D. Optimal Curtailment of Non-Synchronous Renewable Generation on the Island of Tenerife Considering Steady State and Transient Stability Constraints. **Energies 2017**, 2017.

41. RODRIGUES, E. M. G. et al. Grid code reinforcements for deeper renewable generation in insular energy systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2016. 163-177.

42. AL-SHETWI, A. Q. et al. Grid-connected renewable energy sources: Review of the recent integration requirements and control methods. **Journal of Cleaner Production**, 253, 2020.

43. BIRD, L. et al. Wind and solar energy curtailment: A review of international experience. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 65, 2016. 577-586.

44. RAMPINELLI, G. A.; JUNIOR, C. G. D. R. Análise da Geração Eólica na Matriz Brasileira de Energia Elétrica, 2012. Disponivel em: <https://www.researchgate.net/publication/267212574_Analise_da_Geracao_Eolica_na_Matriz_Brasileira_de_Energia_Eletrica_Analysis_of_Wind_Power_Generation_in_Brazilian_Power_Electric_Matrix>. Acesso em: 22 Junho 2024.

45. ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Resultados da Operação, 2024. Disponivel em: <https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx>. Acesso em: 20 Junho 2024.

46. CASTRO, N. D.; BRANDÃO, R. A transição energética e a necessidade crescente de armazenamento de energia elétrica. **Revista Setor Elétrico**, 2024. 10-14. Disponivel em: <https://issuu.com/revistaosetoreletrico/docs/ose_202_finalsite?fr=xKAE9_zU1NQ&utm_campaign=hv_revista_ose_-_nova_edicao_202&utm_medium=email&utm_source=RD+Station>. Acesso em: 24 Junho 2024.

47. NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY - NREL. Renewable Electricity Futures Study: Exploration of High-Penetration Renewable, p. 280, 2012. Disponivel em: <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/52409-1.pdf>. Acesso em: 25 Junho 2024.

48. JIANG, H. et al. Modeling Hydrogen Supply Chain in Renewable Electric Energy System Planning. **IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS**, 2022. 2780-2791.

49. PAN, G. et al. Optimal Planning for Electricity-Hydrogen Integrated Energy System Considering Power to Hydrogen and Heat and Seasonal Storage. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, 11, 2020. 2662-2676.

50. DOZEIN, M. G.; CORATO, A. M. D.; MANCARELLA, P. Virtual Inertia Response and Frequency Control Ancillary Services From Hydrogen Electrolyzers. **IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS**, 38, 2023. 2447-2459.

51. OSKOUEI, M. Z.; MEHRJERDI, H. Optimal allocation of power-to-hydrogen units in regional power grids for green hydrogen trading: Opportunities and barriers. **Journal of Cleaner Production**, 2022. 0959-6526.

52. MONTICELLI, A. J. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. São Paulo: Edgard Blücher, 1983.

53. ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Procedimentos de Rede - Submódulo 2.3: Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos, 2022. Disponivel em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>. Acesso em: 26 Junho 2024.

54. EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. WEBMAP EPE. Disponivel em: <https://gisepeprd2.epe.gov.br/WebMapEPE/>. Acesso em: 8 Julho 2024.